National Energy Board

Office national de l'énergie

National Energy Board
Electricity Cost Recovery Workshop

Summary of Workshop Discussion

Fairmont Queen Elizabeth Hotel, Montréal
2 June 2005

Canada

National Energy Board

Office national de l'énergie

File 175-A000-72-2
4 August 2005

To: All Electricity Companies under the National Energy Board's Jurisdiction and
All Interested Parties

Dear Stakeholder:

Summary Report of the June 2005 Electricity Cost Recovery Workshop

Please find attached a summary report of the most recent industry workshop addressing cost recovery for the electricity industry. At this second workshop, a number of options and criteria were discussed in further detail. The summary report reflects the presentations, comments and discussion that took place. The report and other relevant documents are available on our Web site under *Engaging Canadians* and *Electricity Cost Recovery Review* (www.neb-one.gc.ca).

We invite you to submit your comments on the options presented in the report. You may also choose to provide an impact assessment of these options, to help the Board understand more clearly how these options might affect your operations. If you require background information to assist you in preparing your comments, the Board can provide nameplate capacity for the international power lines under its jurisdiction. Any feedback should be submitted by mail, courier or facsimile to the Board Secretary, Michel Mantha, by 7 September 2005.

The Board is in the process of developing the cost recovery concept based on the options and criteria discussed at the workshop. Your input will be helpful as this work gets underway. We anticipate that another workshop will be held in the late fall of 2005 to present the draft cost recovery concept. An invitation to this meeting will be sent to you once the details are finalized.

In the meantime, if you have any questions or comments, please feel free to contact me as indicated below:

Chantal Robert, P.Eng.
Project Manager
Telephone: (403) 299-3196
Toll Free: 1-800-899-1265
Facsimile: (403) 292-5503
Email: crobert@neb-one.gc.ca

Yours truly,

Stéphane Thivierge

for
Chantal Robert

Table of Content

Please note: The Workshop Summary was prepared by the NEB. The workshop participants were asked to provide their comments on the summary to ensure the accuracy of their comments. These comments have been incorporated verbatim in a table on page 5. Please refer to these comments when reading the document.

Executive Summary 3
Comments from Participants 5
NEB Presentations 7
  Cost Recovery Regulations 7
  De-mystifying Cost Recovery Fees 8
  Overview of Electricity Program 10
Discussion 13
  Options 13
    Application Costs 13
    Non-Application Costs 15
  Criteria 18
Conclusions and Next Steps 20
Appendix I Proposed Electricity Cost Recovery Options 21
Appendix II Proposed Criteria to Evaluate Cost Recovery Options 22
Appendix III List of Participants 23

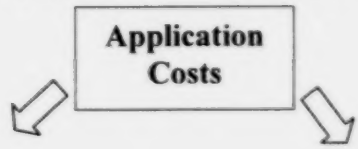
Executive Summary

The National Energy Board's (NEB, the Board) Electricity Cost Recovery project was initiated in March 2004 as a result of the electricity industry expressing concerns about the cost recovery process, and requested a review of the methodology. The electricity industry members requesting the review believe that the current methodology is not equitable, since exporters are the only group paying NEB costs. These members also believe that the restructuring of the industry resulting in the separation of generation, transmission, distribution and marketing functions means that it is critical for costs to be more appropriately distributed.

Following the industry request, the NEB organized a day-long workshop in Calgary on 9 December 2004 to explore the issue further with industry participants. About 25 industry participants and Board representatives participated in the workshop. A second workshop was held on 2 June 2005 in Montreal, and was attended by 22 industry participants. At this workshop, Board staff provided additional background information and presented some draft options and criteria for industry's input and feedback.

This Workshop Summary Report provides a summary of the discussion at the workshop. The report is intended to reflect participants' comments in their own words, and the use of terminology in the report is consistent with participants' remarks. For clarification, it should be noted that the NEB only has jurisdiction over exporters and International Transmission Lines (IPLs), and so any reference to transmission owners in the report would only apply to transmission owners with international facilities.

There were a number of principles that industry participants supported, for example, the user pay principle, especially for all applicants to pay the costs associated with their application. There was support for the following application cost options in principle.

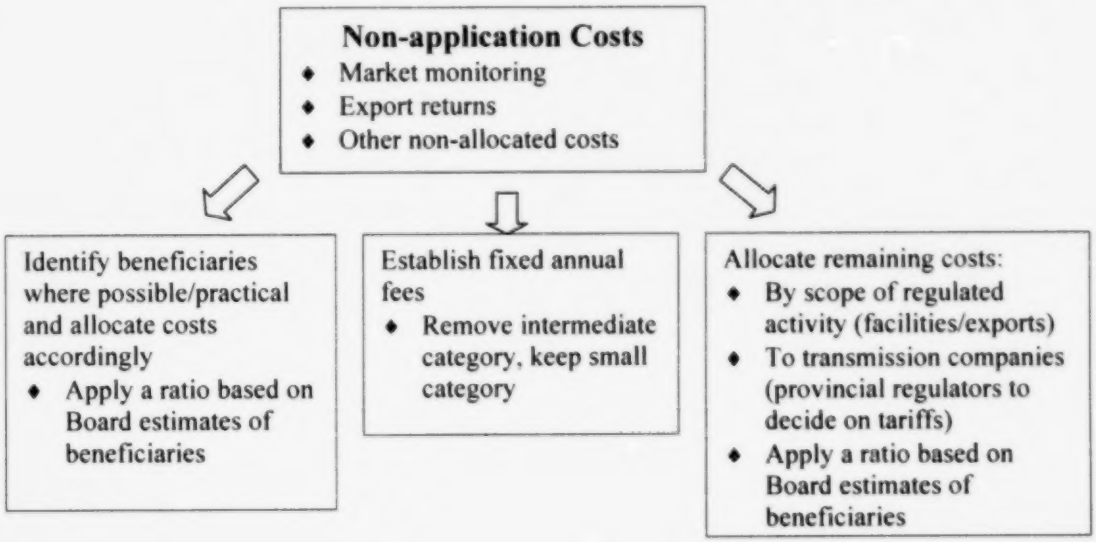


IPLs
Options:
- Pay actual application costs using staff hours as a proxy

Exports
Options:
- For large export application: pay actual costs
- Routine export application: pay fixed fee based on estimate of actual costs
- Minimal volumes: negligible or no cost

Non Application Costs

The group agreed that addressing cost recovery for applications was the easiest part of the process. Non-application costs were more difficult to address. With regard to non-application costs there was also support from industry for the principle that beneficiaries of services should pay for them. The following principles related to non-application costs were supported by the industry participants and were captured as follows.


Non-application Costs
Market monitoring
Export returns
Other non-allocated costs
Identify beneficiaries where possible/practical and allocate costs accordingly
Apply a ratio based on Board estimates of beneficiaries
Establish fixed annual fees
Remove intermediate category, keep small category
Allocate remaining costs:
By scope of regulated activity (facilities/exports)
To transmission companies (provincial regulators to decide on tariffs)
Apply a ratio based on Board estimates of beneficiaries

Board staff put forward the following possible criteria to ensure the effectiveness of the solution and industry participants provided a range of feedback on the criteria presented.

- Compliance with legislative and other requirements
- Operational simplicity
- Equity
- Predictability/stability of charges

Board staff indicated that as part of the regulation amendment process, it was required to conduct an impact assessment to assess the economic, social, environmental and health impacts of the proposed changes on Canadian society. Board staff requested industry participants (individually or as a group) to provide their views on any potential impacts of these changes, along with their position and supporting rationale on any of the options discussed at the workshop. A written document should be formally submitted to the Board Secretary, Michel Mantha.

In the meantime, research on methodologies and service standards in other countries is being conducted. Board staff plans to make a draft concept available for review by industry in the fall of 2005.

Comments from Participants

Participants had an opportunity to review a draft workshop summary to ensure that their comments were accurately captured. Their verbatim comments are noted below, and should be referenced when reading the rest of the document.

Page	Line	Comment	Company
17	2-3	The IESO noted that it is not regulated by the NEB. That comment was made with respect to the items that were being discussed at the time. The NEB does have jurisdiction over the IESO with regard to permits for both "circulating power" and transactions surrounding "emergency energy".	Independent Electricity System Operator
n/a	n/a	The Summary of Workshop Discussion adequately captures the discussion at this meeting.	Manitoba Hydro
15	7-13	I believe that this discussion centred around "border accommodation" rather than just small facilities per se.; that is, customers across the border being served off a radial feed from the utility. These paths would not constitute wholesale market transfer paths in that one cannot typically deliver energy beyond the local distribution area. While I cannot speak for others, that was the intent of the support that I conveyed in this context.	Powerex Corp.
16	26-31	I do not believe the summary statement that is attributed to Powerex portrays my thoughts on the matter with sufficient clarity. To clarify the point, I generally agree with the premise that there should not be a distinction with respect to the basis or methodology of recovery (e.g., flat fees for some customers, volume based for others), with the exception regarding "border accommodations" noted above. The statement regarding using a capacity allocation simply reflects that within that particular methodology, participants of various sizes will be allocated different amounts based on their relative size. Otherwise, I believe the summary provides a reasonable representation of the topics covered at the workshop.	Powerex Corp.
		Please could you refer to "Brascan Energy Marketing" rather than "Brascan" to clarify that the comments are coming from the export licensee rather than Brascan Corp., the holding company.	Brascan Energy Marketing Power Corporation
10	42	On page 10 at line 42, with respect to the costs associated with the Board's activities related to security regulations, it was also clarified by Board Staff that the security related regulations would be applicable to IPL's only.	Ontario Power Generation Inc.
17	43	On page 17, in the last paragraph, there are two comments attributed to Board staff which appear to be inconsistent. At line 42 it is noted that the "regulation could be written in such a manner to allow some flexibility".	Ontario Power Generation Inc.

Page	Line	Comment	Company
18	1	On page 18 at line 1, "Board staff noted that the current regulation provides some discretion, but that the NEB Act requires that the actual charges be stated in the regulation". Particularly in light of the procedures necessary to change the regulation, I believe it would be helpful if the summary better indicated the degree of flexibility that exists.	
18	Fig.	On page 18, with respect to the "identification of beneficiaries where possible/practical", OPG emphasized the practical limitations inherent in the identification of beneficiaries, given both the difficulty in identifying the beneficiary for particular work programs and the fact that the costs associated with some of the programs could vary substantially from year to year.	Ontario Power Generation Inc.

NEB Presentations

Cost Recovery Regulations

Chantal Briand, Regulatory Development Analyst and Assistant Project Manager

The regulatory process involves six phases, from conception and development to implementation. Stakeholder consultation occurs in the first four phases: conception and development; drafting the regulations; examination by Justice and the Privy Council Office; and Pre-publication in the *Canada Gazette*, Part 1.

The new *User Fees Act* (UFA) promulgated in 2004 may apply in making regulatory changes to the NEB cost recovery for the electricity industry. Currently, Parks Canada is the first agency to have implemented the requirements of this act, but their mandate is so different from that of NEB that it is not clear as to whether or to what degree the UFA would be applicable. If applicable, the UFA would overlay an additional regulatory process. While this may result in an increased political aspect, the UFA would not impose any substantive requirements or restrictions for determining the fees involved.

During group discussion, Board staff was asked about the relationship between the UFA and the cost recovery regulations. Board staff indicated that the principle behind the UFA was that the user of services should pay for those services. Board staff noted that the UFA was the result of a Private Member's Bill and that the government was not involved in drafting the act, so the Department of Justice and the Treasury Board are less familiar with it compared to other legislation. The Board will be monitoring the situation and will be ready to address the UFA's requirements, if necessary.

An industry participant asked about the changes in the Policy on Service Standards for External Fees. This policy replaced the External Charging Policy in November 2004, since the previous policy was not compatible with the UFA. The new policy allows for flexibility in its application.

Board staff was asked about representation from other areas of government at the workshop. While there were two provincial regulatory bodies represented at the workshop, no federal bodies other than the NEB were in attendance. Board staff indicated that it is unusual for federal departments to be involved so early in the process. However, these departments have and will continue to receive all the information about the cost recovery project and will be kept up-to-date on the process. Board staff indicated that since the Board has hired a consultant to assist with the drafting of the new cost recovery regulations, perhaps it was less critical for the Department of Justice to attend the workshop as the department would normally be directly involved in drafting the new regulations. In the case of Natural Resources Canada, the department is not directly involved and any changes from the cost recovery project would only result in an administrative process for them. The Treasury Board is the body that is ultimately responsible, and the NEB will continue to keep them informed in a timely manner.

De-mystifying Cost Recovery Fees

Dan Philips, Team Leader, Finance

Not all costs incurred by the Board are recoverable. About 10 percent of the NEB's costs are nonrecoverable; these costs are related to frontier areas, work on behalf of other departments or agencies, and their associated overheads. In 2003, total NEB costs were $40.9 million. Electricity costs amounted to $4.3 million, about 10 percent of total costs. Electricity costs are rising relative to the other sectors. Industry participants commented that the increased costs should not be associated with export costs, since export volumes have been decreasing. Board staff noted that there have been four new IPL applications since 2001, with a long period prior to that with no applications. These applications have driven costs up.

For cost recovery, the Board uses the calendar year, even though its fiscal year ends March 31. Recoverable costs are defined by regulations (frontier costs are excluded by Order of the Board). The Board's costs are very labor intensive. About 75 percent of recoverable costs are associated with staff compensation. The remainder involves operating and maintenance expenses. The Auditor General performs an annual audit of the NEB's costs.

Currently, energy companies pay their share of recoverable costs in three ways:

- Greenfield levies (for pipeline start-ups only), or
- Fixed fees (small and intermediate pipeline companies and electricity exporters), or
- Sharing the remaining pool of costs by commodity sector

These last costs are allocated according to how much time Board staff spend on each sector. Specific hours are recorded, not percentages of time. All NEB staff, including Board members, use time reports to track their hours by commodity, but individual projects are not generally tracked. Board staff indicated that it would be possible to track individual projects such as facilities applications or export permits. There is some work that cannot be allocated to a specific sector because it relates to all the commodities, for example, Aboriginal consultation. Shared costs are based on activity, rather than dollars. In the case of electricity, the activity measure is MW.h; for pipelines, it is throughput volumes.

Board staff clarified that the greenfield fee applies to pipelines only – and only to pipeline companies that are not presently regulated by the NEB. The fee is a percentage of the capital cost of the project, and there is no connection to the cost of any hearing that may be required. Furthermore, the fee is only payable if the application is approved. If the application is denied, then the costs associated with the hearing are recovered from the Board's regulated companies. Once greenfield facilities are in-service, the pipeline company shares in the allocation of throughput costs with other industry participants.

A Canadian Electricity Association (CEA) representative wondered if it would be possible to develop an electricity cost recovery concept that would include application fees. There was support from the industry participants for all application costs being paid by the applicant. Board staff indicated that it is not presently possible to recover application costs from unsuccessful applicants that are not regulated by the Board. Recovery of application costs from such unsuccessful applicants would require a change to the *National Energy Board Act* and would

take longer to accomplish than changes to the cost recovery regulations. Industry participants indicated that they would be interested in promoting this option for the long-term. Board staff indicated that it would bring this to the Board's attention.

Hydro One Networks indicated it supports the user pay principle, including recovering costs associated with any denied application. Board staff indicated that Sumas was an unusual case, and that it is not often that hearing costs are so high and the application is not approved. Usually, when an application is denied, the proponent revises and resubmits the application.

Hydro One Networks reiterated its support for the principle that the costs associated with a public hearing such as Sumas should be borne by the applicant. Coral Energy also supported the user pay concept and added that focusing on the bottom of the allocation 'cascade' creates concerns among the players. Those concerns would be alleviated somewhat if some costs were allocated further up the cascade, especially if applicants are required to pay hearing costs. This would result in reduced costs to be shared by industry participants.

A clarifying question was asked about the current process that requires a four-year rolling average to determine costs. Board staff confirmed that four years are involved: actuals for the two previous years, a current year estimate and forecast for the following year. The Board estimates its costs and adjusts the estimate when costs are finalized.

Board staff was asked where accountability lies for its budget. It was confirmed that the budget is approved by Parliament and that the Board is accountable to Parliament. However, collected cost recovery monies are not returned to the NEB, they go into the government's general revenues. It was also confirmed that the Board itself does not function as a board of directors; it is a regulatory board.

It was noted that there is also a Cost Recovery Liaison Committee that meets regularly, comprised of energy industry representatives and other stakeholders such as consumer groups. The electricity industry is represented by CEA on this committee, but membership is open to other electricity industry participants as well. Interest in participating has increased over the past 18 months.

The Cost Recovery Liaison Committee provides input on costs as well as other issues. For example, when the Board is seeking increased funding from Parliament, input from the Cost Recovery Liaison Committee is sought. The last time, the committee told the Board that it was being too conservative in its request. Some committee members wrote letters supporting additional funding. Committee input is also sought on staffing level issues and salary levels.

Board staff was asked about the role of the Auditor General. The Auditor General provides a critical function as it performs an annual audit of the NEB's costs and time reporting as well, since the latter is a proxy for costs. The NEB financial statements are tabled at the Cost Recovery Liaison Committee and are also posted on the NEB's Web site.

Board staff also noted that setting priorities is a management decision and that the executive team determines projects. An annual strategic planning session is held in the fall. The Board is

largely driven by industry activities such as the number of applications submitted. In a year with many activities, the Board must reassess its priorities and reallocate workloads to adapt to emerging situations.

Board staff noted that it needs to keep two different sets of books – one to reflect its fiscal year ending March 31, the other to reflect its recoverable costs, which are based on the calendar year. Board staff asked industry participants if there would be any objection in shifting to a single set of books for both. Industry participants appeared to have no problem in moving to a single set of books based on the NEB fiscal year.

Overview of Electricity Program

Bob Modray, Technical Specialist, Economics and Energy Analysis

The NEB's mandate for electricity is included in the *National Energy Board Act* (NEB Act) and there are responsibilities under the *Canadian Environmental Assessment Act* (CEA Act). The NEB Act was recently amended following the implementation of the *Public Safety Act,2002*. This will have implications for the NEB's oversight of facilities under its jurisdiction, including international power lines and will also impact the industry.

The Canadian Electricity Policy was created in 1988 to respond to industry restructuring and to support the shift to a market-based approach to regulating electricity. In response, the NEB Act was revised in 1990. For example, the need for prescriptive tests to determine if exports are surplus to domestic needs was removed. There have been no export hearings since 1990. All export applications have been handled on a permit basis. Export applications have tended to be more straightforward than applications for new IPLs. There is also ongoing regulatory work, including meetings requested by potential applicants.

The Board's responsibilities related to IPLs have been evolving, and now may address reliability and security issues. The Board was directly involved in the Canada-U.S. blackout task force and there is ongoing work in support of a federal/provincial/territorial reliability subcommittee. Board staff indicated that it is concerned with the reliability of the IPL only – but there is a broader impact on the provincial system. There are reliability benefits for the rest of the system associated with IPLs. The Board is interested in understanding reliability issues and the impact of North American Electric Reliability Council (NERC) standards, but indicated that the boundaries of authority between federal and provincial jurisdiction in this regard are not always clear.

A CEA representative wondered about the costs associated with the new security legislation and Board staff indicated that it was too early to determine all related costs now; the costs so far would relate mainly to the changes to the NEB Act. The changes empower the Board to make regulations on security. Board staff also indicated that there has been no increase in its budget to address security issues, and that resources will need to be reallocated. Board staff was asked whether security expenses would be recoverable and Board staff indicated they are recoverable.

A discussion about exports ensued. Board staff was asked whether there is a connection between the volume of exports and the number of export applications. Board staff indicated that the number of applications varies from year to year and the number of applications is what drives the Board's work – not export volumes. Board staff was asked how many export applications are 'reactive', i.e., applying for a licence 'just in case'. There is no annual fee to maintain a licence, but small exporters only pay a flat fee of $500, no matter how many licences they hold.

IPL applications are more involved and take more time. There have been four IPL applications in recent years, three of which resulted in public hearings. This compares with only a single IPL hearing during the 1990s.

A further discussion ensued about the Board's market monitoring activities. This issue was also raised at the workshop last December. Market monitoring activities arise out of the Board's mandate to provide an advisory function and to inform the public about the functioning of energy markets. The Board's monitoring function involves assessing issues and trends. In this way it is different from the type of monitoring carried out by Market Surveillance Administrators (MSAs) in some jurisdictions. MSAs seek out abuses of market power and ways to improve the effective operation of electricity markets.

Hydro-Québec TransÉnergie asked whether the information gathered during market monitoring activities could be directly applied to the Board's processing of export permits. Board staff indicated that the information is not used directly for processing applications, but that the reports are helpful in educating potential interveners and others about how the market works and what the issues are. This work assists Board Members and staff in carrying out their regulatory responsibilities. Market monitoring activities promote understanding of energy markets and the Board believes that this helps markets to function more efficiently.

Board staff indicated that its market monitoring activities do not include a survey of prices and that it would be difficult to allocate market monitoring costs to a specific sector. Board staff was also asked whether it had a test to determine if markets are working. Do Canadians have fair market access, for example? If the NEB decides that Canadians do not have fair market access, would or could exports be stopped? Board staff responded that in some cases, price data are available to help assess whether markets are working; if consumers are not being offered fair market access they can complain to the NEB. If an exporter is found to contravene the permit (e.g. fair market access is not offered), then presumably the permit could be revoked (and exports terminated).

Hydro-Québec TransÉnergie wondered whether fair market access was a reasonable criterion for Board staff to use in evaluating export applications. Reciprocity conditions might be a better criterion. Board staff indicated that reciprocity is a U.S. condition, not a Canadian one. For fair market access, the Board looks at whether Canadians can get access to electricity under similar conditions as the export market.

Hydro-Québec TransÉnergie also wondered whether the Board could stop exports, for example, if Ontario needed extra power. Board staff indicated that this scenario would need to be considered in the context of fair market access.

Board staff indicated that it is anticipating multi-commodity/convergence issues in the energy industry, for example, the implications of oil sands developments for natural gas cogeneration and electric transmission. Board staff also commented that FERC Order 888 required players in the U.S. market to unbundle their systems and offer access on a fair basis to everyone. There are also more players now, partly resulting from the utility unbundling. So the issues are becoming increasingly complex and the Board needs a good understanding of them.

Board staff indicated that there is currently a trend toward decreasing exports and increasing imports .This results from Canadian generation capability not keeping pace with growing domestic electricity demand. For example, in August 2002, Ontario was short of supply and had to import power. Other provinces have taken advantage of IPLs to import power because of drought conditions and economic opportunities that favour importing instead of using domestic generation. There have been 50-60 TW.h of electricity transfers (exports plus imports) in recent years. Hydro One Networks noted that it is not the responsibility of IPL owners to address shortfalls.

Hydro-Québec TransÉnergie asked whether export volumes are based on net or gross numbers. Board staff noted that import volumes are not factored in. The calculation is based on gross export volumes with one exception, equichange agreements. Equichange agreements require that exports and imports balance out over time; however, in a given reporting period, net exports (exports minus imports) are utilized for cost recovery calculations.

Discussion

Options

During the afternoon, Board staff and industry participants discussed a variety of possible options (mechanisms) that could be used in combination to create a concept or complete solution to address cost recovery. A number of these options had been proposed by industry participants at the December workshop. The following options were discussed:

New IPL application fee/greenfield fee:

- Pay actual estimated costs for each hearing (based on number of staff hours)
- Pay flat fee for category 1, 2 and 3 (category relates to the length or complexity of the hearing and would be decided at the end of the hearing with input from the company)
- Greenfield fee – form of application fee, based on the following potential parameters: facility, voltage level, name plate capacity, capital cost

Export authorization fee

- Flat fee for export permits

Non-application costs (all other costs)

- Transmission companies pay on installed capacity
- Transmission companies pay based on volumes of exports plus imports (net line utilization)
- Transmission companies pay based on existing IPL rated MW or MW.h
- NEB services (monthly export returns, market monitoring, etc.) paid by those who benefit from them
- Straight ratio (% for transmission companies and % for exporters)
- Increased annual charge for small and intermediate exporters

Application Costs

Board staff was asked how the cost of hiring consultants was addressed. Board staff indicated that the cost for consultants comes out of operating costs and that these costs are minor.

Board staff was asked about the gap between actual costs and estimated costs based on employee time allocation. The industry participants agreed that it is not necessary to have a 100 percent solution; a 75-80 percent achievement of the objectives was adequate. The Ontario Energy Board indicated that other regulators have used hours as a proxy. Few regulatory bodies try to track actual compensation costs. There was general support for the NEB to transition to a new time tracking system to track individual staff hours for each application, including export permits that require a hearing.

Board staff was asked if options related to application costs straddled over different fiscal years would be an issue. Board staff indicated that a hearing can take place sometimes over a 2-3 year period and that multiple years could be accommodated.

How are staffing issues addressed? Board staff indicated that it works in project teams and 'borrows' staff based on volume of work. All staff allocate their hours among the three commodities. While projects are not generally tracked, it would not be difficult to add a new project to the tracking system. There was general support from the industry participants for the NEB to track staff hours for each electricity application; this would include applications for both export permits and IPL certificates.

Board staff was asked whether estimates are forward 'guesses' or based on existing data. Board staff indicated that its estimates were based on actual data and that it is impossible to predict how a hearing will go.

While it is possible to track staff time associated with applications, it would be more difficult to track other operating costs such as hearing rooms without making some major revisions to the NEB accounting system.

Coral Energy noted that it did not make sense to tie application fees to the capital cost or other aspects of the project. What needs to be captured are the NEB's costs. The NEB's costs are not necessarily driven by capital cost, voltage or other aspects of a proposed project.

There was support from Hydro One Networks and Hydro-Québec TransÉnergie for IPL applicants to pay the actual costs for their hearings. NB Power Transmission Corporation wondered whether the application fees could be applied to all new IPL facilities, regardless of whether the applicant currently comes under the Board's jurisdiction or not.

While the industry participants supported the concept of all IPL applicants paying hearing costs, Board staff noted that it cannot charge a fee to an unsuccessful applicant that does not hold a Board authorization. Over the long term, there legislation would need to be changed to allow fees to be recovered from companies that are not regulated by the Board.

The industry participants were concerned about the recovery of costs associated with an unsuccessful application by an unregulated company such as Sumas. Board staff noted that this rarely occurs. Board staff noted that the Sumas application took a lot of the Board's time and that the cost of the application was higher than the cost of the IPL. Hydro One Networks questioned why other companies should subsidize those costs.

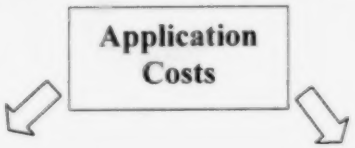
Hydro One Networks indicated its support for full cost allocation to the applicant for all projects including exports as well as transmission lines. When there is a hearing or extended process associated with exports, the associated costs should also be determined and recovered from the applicant. However, there has been no hearing for exports since 1990 and processing export applications may be fairly routine.

Ontario Power Generation noted that if export applications are now routine, it would be easy to calculate the cost based on staff hours as a proxy. Hydro One Networks indicated its support for this approach, but suggested that a flat fee could be created that would approximate the costs. Ontario Power Generation added that if a hearing is required, there could be a substantial increase in costs.

Board staff asked the industry participants how a flat export application fee could be determined. Hydro One Networks indicated that staff costs based on employee time could be tracked for a year or two. Board staff added that tracking could take place before the regulatory changes are implemented, and a baseline average could be determined.

Manitoba Hydro noted that in that province there is a very small export licence at the border for about 20 kW and questioned whether such a small export amount should trigger an export fee based on the average application costs. Manitoba Hydro indicated it would almost be tempted to cancel the licence. Board staff suggested using another criterion such as single phase vs three phase or voltage level. There was a discussion about possible exemptions for very small export volumes. Powerex and Hydro-Québec TransÉnergie supported a minimum capacity or volume below which there would be no fee.

In summary, there were a number of principles that the industry participants suggested, for example, the user pay principle, especially for all applicants to pay the costs associated with their application. The industry participants also agreed that a transition period would likely be necessary. There was support for the following options in principle.



IPLs
Options:
- Pay actual application costs using staff hours as a proxy

Exports
Options:
- For large export application: pay actual costs
- Routine export application: pay fixed fee based on estimate of actual costs
- Minimal volumes: negligible or no cost

Non-Application Costs

The group agreed that addressing cost recovery for applications was the easiest part of the process. Non-application costs were more difficult to address. These costs include market monitoring, export returns and other non-allocated costs. These costs could also fluctuate.

With regard to non-application costs, there was also support from the industry participants for the principle that beneficiaries of services should pay for them. There was a significant discussion about the services provided by the Board and who benefits from them or causes them. There was a discussion about basing non-application costs on installed transmission capacity, and whether that would be the combined transfer capability or the nameplate capacity of the

individual IPL. Hydro-Québec TransÉnergie indicated that it did not support any solution that would use total installed transmission capacity as a basis for non-application costs. Neither would the Board have jurisdiction to mandate that approach, since the Board only has jurisdiction over IPLs. Both TransÉnergie and Brascan Energy Marketing supported utilization rather than installed IPL capacity as a basis for cost recovery. Brascan Energy Marketing also noted that if the well-being of the Canadian consumer is being protected, then consumers are the ones who should be charged, perhaps through distribution companies somehow.

Powerex noted that if installed capacity was used as a basis, then exporters would be paying some portion of the costs through transmission tariffs. Powerex added that there could be a different mechanism to capture value in transmission rates that could reflect the benefits to importers as well as reliability benefits. Board staff noted that nameplate capacity is auditable and stable. NB Power Transmission did not support a solution based on installed capacity, noting that it was building an interconnection that would function at a lower capacity than its nameplate rating because of restrictions in the U.S. market. Manitoba Hydro indicated that installed capacity or something similar would be the best proxy of value, since it provides a fair representation among all transmission companies and the costs would be shared on a relative basis, in any case. Manitoba Hydro said this approach is fair because the decision on how large to size an IPL is a conscious decision, i.e., if the utility designs it with an installed capacity greater than the level of exports that can be supported by the system, that's a choice, not an obligation. During this discussion, Manitoba Hydro indicated that information such as nameplate capacity or simultaneous transfer capacity might be useful in determining the extent of cost shifts that would result from changing the cost recovery methodology. NB Power Transmission also wanted to review the data to see if, indeed, that were the case.

Board staff asked whether the industry participants wanted to make a distinction between small, intermediate and large companies for the purposes of recovering non-application costs. Hydro One Networks indicated that there should not be any distinction unless one group is underpaying their share. Powerex added that if allocation is on a capacity basis, that would essentially create that distinction. Some industry participants indicated that dropping the intermediate category could be appropriate.

Board staff wondered whether having the NEB decide an allocation based on beneficiaries was appropriate. Each region might have different systems and different beneficiaries. Perhaps each province should determine who should be paying. Manitoba Hydro suggested a two-step cost allocation process, with the first step to allocate costs to each jurisdiction. Then each transmission provider could determine with their provincial regulator how to reallocate the costs. The point was made that ultimately provincial regulators would be in control of if and how costs would be passed on if they were initially charged to transmission companies.

Hydro One Networks indicated that their transmission rates are 'postage stamp', so there might not be a meaningful reallocation to beneficiaries. The Ontario Energy Board added that while they do not handle rate cases every year, there is cost recovery of general costs, and that from their perspective, it would make sense for cost reallocation to be determined by provincial regulators. There was an ensuing discussion about the appropriate entities to be charged by the Board, since the Independent System Operators (ISOs), where applicable, are responsible for

reliability, a factor associated with benefits. It was noted that FERC charges both the ISOs and the Transmission Facilities Owners (TFOs) for recovery of costs. The Independent Electricity System Operator of Ontario (IESO) noted that it doesn't own or operate facilities and that they are not regulated by the NEB. The IESO suggested that a given solution shouldn't be adopted just because it is easy to implement.

Coral Energy noted that both the TFOs and ISOs are not the ultimate beneficiaries for non-application costs and that the provinces are in the best position to make that decision.

Hydro One Networks asked who the beneficiaries are for export returns. Board staff indicated that it was a statutory requirement to provide this information. Hydro-Québec Production noted that it was not a beneficiary of these reports since it supplied the data in the first place.

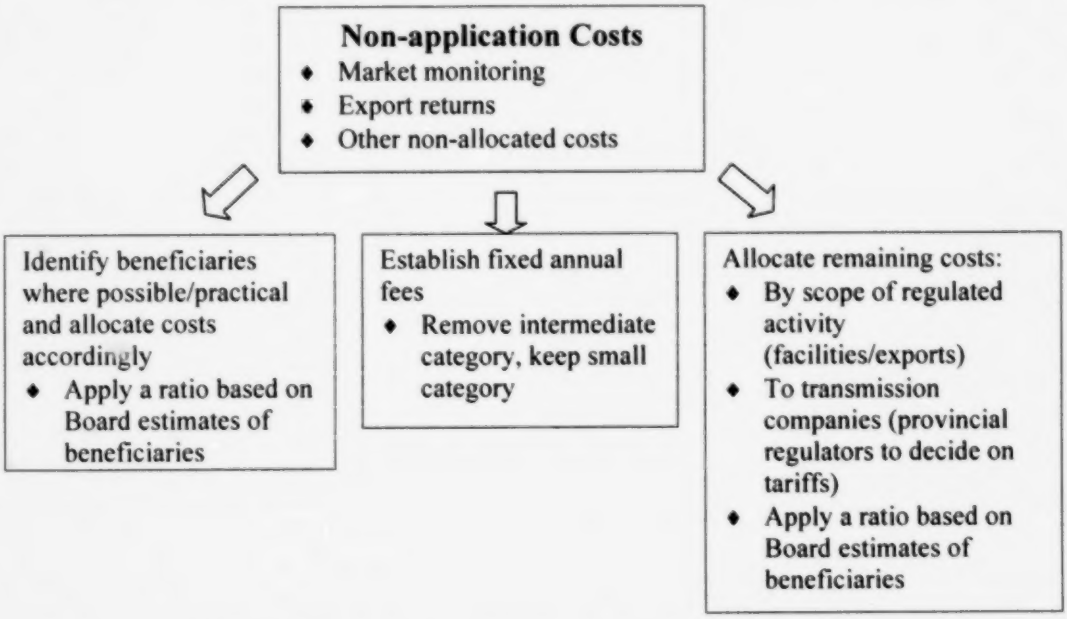
It was noted by the industry participants that the criterion of causality works well with applications but not with other costs. These are charges the Board incurs because of its specific mandate. There is a need to focus on equity and a mechanism to determine who should pay. It was suggested by some industry participants that it would not be fair to shift all costs to IPLs. There could be discussion all day about beneficiaries without any resolution. It could be consumers; it could ultimately be the economy of Canada.

Hydro One Networks wanted to see some kind of equitable allocation for material/substantive costs, with as much allocated as possible according to beneficiaries. Board staff asked what would constitute material or substantive costs. Hydro One Networks indicated that monthly export returns, at eight percent of the Board's costs, would be considered substantive. Perhaps monthly export returns could be worked back into application costs since the returns are required for the exporters to maintain their permits. After all the costs have been allocated this way, the remaining costs should be divided equitably somehow.

The largest component of non-application costs is market monitoring. There was a long discussion about who benefits from this work. The work does help the Board and thus indirectly benefits exporters/marketers and IPLs. It was suggested by some industry participants that these two groups could share those costs based on some kind of ratio that reflects the amount of work undertaken by the Board. Such ratio could be reviewed on a regular basis to determine if they are still appropriate and the ratio changed as necessary. That would address almost half of the non-application costs. That solution might be acceptable to everyone, including customers and there would be no shifting of the burden from one sector to another. Some industry participants also indicated that shifting the total burden to the IPLs might not be perceived well by the provincial regulator, although that might work for a transitional period. It was not clear whether all provincial regulators would approve IPL costs being passed through to customers. Hydro One Networks noted that regulators could ask the IPL to offset the cost elsewhere.

Ontario Power Generation wondered whether it would be easy to change the ratio as required. Board staff indicated that the regulation could be written in such a manner to allow some flexibility. Hydro-Québec TransÉnergie supported the principle of using criteria in the regulation, so that the numbers can be adjusted as appropriate. The Ontario Energy Board noted that it has a new cost recovery model with an extremely simple one-page regulation that allows

significant discretion. Board staff noted that the current regulation provides some discretion, but that the NEB Act requires that the manner of calculating charges be stated in the regulation. The following principles were supported by the industry participants and were captured as follows.


Non-application Costs
Market monitoring
Export returns
Other non-allocated costs
Identify beneficiaries where possible/practical and allocate costs accordingly
Apply a ratio based on Board estimates of beneficiaries
Establish fixed annual fees
Remove intermediate category, keep small category
Allocate remaining costs:
By scope of regulated activity (facilities/exports)
To transmission companies (provincial regulators to decide on tariffs)
Apply a ratio based on Board estimates of beneficiaries

Hydro-Québec TransÉnergie noted that the definition of beneficiaries and benefits is very important, and that 'benefits' really relate to the reasons why the Board is undertaking a certain activity. Why is the Board doing market monitoring? Is it truly to determine if the market is working in Canada? Rather, the Board is mandated to undertake these activities. It is a cost of business due to companies that are required to be regulated by the Board. Coral Energy believed that the people of Canada are the true beneficiaries.

Hydro One Networks believed that market assessments are done to help the Board make decisions on export permits and that is how those costs should be allocated. Others believed that the costs could not be associated with a direct beneficiary. Board staff noted that these non-application costs need to be recovered in some manner, regardless of whether there is a perceived direct benefit or not.

Criteria

To help create the most effective solution, Board staff suggested the following criteria and asked for industry's input.

- Compliance with legislative and other requirements
- Operational simplicity
- Equity
- Predictability/stability of charges

Hydro One Networks suggested that it should be possible to change the legislation, but Board staff noted that that was not an option at the moment, although it could be considered for the long term. There was agreement that predictability and stability of charges was desirable and the four-year rolling average was a good mechanism.

Board staff asked if there were any other criteria that should be considered such as flexibility. Hydro One Networks noted that equity was an important criterion and that flexibility was an enabler to achieve equity.

Board staff raised the issue of the transparency of the parameters used such as numbers related to transmission capacity. From what authority should the numbers be derived? Would reliability council data be acceptable? Would industry accept numbers from a utility in another province or numbers supported by the local provincial regulator? Powerex noted that NERC provides a bigger picture and that path ratings tweaking will not happen.

The industry participants indicated that cost causation is also a criterion and that cross-subsidization from one group to another should not occur.

When the industry participants were asked about the weighting of the criteria, Hydro-Québec Production indicated that equity should be the main driver. NB Power Transmission indicated that cost causation should be main driver, although that criterion may be linked to equity. Powerex also agreed about the relative importance of cost causation, while Brascan Energy Marketing supported equity as the main driver, as well as the ability to adjust to market conditions in the future. There was support for adaptability as an additional criterion.

Hydro One Networks identified equity as the most important criterion and cited as well the need to make the process fair and transparent.

Powerex supported the need for simplicity. The ultimate solution should not be too complicated or require significant additional costs to satisfy the process. This will also help make the solution more predictable/stable.

Powerex wanted clarification of what was meant by predictability/stability, whether it related to the measures, such as installed capacity, or to the costs charged to each sector. Hydro-Québec Production indicated that it could not relate to costs, since there was no way the costs associated with the Sumas 2 application could have been avoided. The company supported the principle that the measures should be predictable. Hydro-Québec TransÉnergie suggested that cost shifting should be avoided. Manitoba Hydro indicated that since a two-year process was needed to confirm costs, there would be plenty of advance warning, and therefore the costs would be predictable. However, if there was any cost shifting among groups, the more quickly this was accomplished, the more equitable the process would be.

Conclusions and Next Steps

A draft summary report of the workshop will be distributed to industry participants for review to ensure its accuracy. Industry participants wanted two weeks to provide its comments. A written document should be formally submitted to the Board Secretary, Michel Mantha. Industry participants indicated their interest in moving the process along quickly and said they would be able to provide its input two weeks from the date that the draft summary report was made available.

Board staff indicated that as part of the regulation amendment process, it was required to conduct an impact assessment to assess the economic, social, environmental and health impacts of the proposed changes on Canadian society. Board staff requested industry participants (individually or as a group) provide their views on any potential impacts of these changes, along with their position on any of the options discussed at the workshop and supporting rationale. A written document should also be formally submitted to the Board Secretary, Michel Mantha.

In the meantime, Board staff will create a draft concept on cost recovery methodology and will make it available for review in the fall of 2005. The industry participants were asked their preference for providing input and the industry indicated that another group meeting with an opportunity to provide written feedback would be appropriate.

Participants reiterated the need to be timely and move the process along as quickly as possible. Board staff indicated that hiring a consultant to draft the regulations and having him attend the workshop will help facilitate the process.

Appendix I Proposed Electricity Cost Recovery Options

Definitions:
Option: the means or mechanisms used to achieve the desired end result.

Concept: One or a combination of mechanisms, including details such as the formulas for how each mechanism will be applied.

Proposed Options to amend the *Electricity Cost Recovery Regulations*
New international transmission power line (IPL) application fee / Greenfield fees:

- Pay actual estimated costs for each hearing (based on number of staff hours).
- Pay flat fee for category 1, 2 and 3 (category relates to the length or complexity of the hearing and would be decided at the end of the hearing with input from the company).
- Greenfield fees: form of application fee. Fees could be based on the following potential parameters:
    - Facility (e.g. single phase or 3 phases)
    - voltage level
    - name plate capacity of the line
    - capital cost to construct the line

Export authorization fee

- Flat application fee for export permits.

Non-application costs (all other costs)

- Transmission companies to pay based on installed capacity.
- Transmission companies to pay based on the volume of exports or on exports plus imports (the total utilization of the line).
- Transmission companies to pay based on existing IPL rated megawatts or megawatts/hour
- NEB services (monthly export returns, market monitoring, etc) to be paid by those who benefit from them.
- Straight ratio (% for transmission companies and % for exporters).
- Increase the annual charge to small and intermediate electricity exporters.

Appendix II Proposed Criteria to Evaluate Cost Recovery Options

Criterion	Description
Compliance with legislative and other requirements	Collection of recoverable costs in compliance with applicable legislation: Section 24.1 (1) of the *National Energy Board Act*, *Financial Administration Act*, *User Fees Act* and related regulations, Government of Canada policy on Service Standards for External Fees, 29 November 2004.
Operational simplicity	The method should be relatively easy to implement and use for both the NEB and industry.
Equity	The interests of various stakeholders should be balanced.
Predictability /Stability of charges	Predictable revenues to cover the Board's annual expenses and to allow companies to predict with reasonable accuracy what their cost recovery bills will be in a given year (avoiding highly inconsistent annual cost recovery revenues and an undue administrative burden).
Cost causation	This is based on the 'user pay' principle. To the extent possible, costs should flow to the parties who caused these costs to be incurred.

Definition of criterion/criteria: A standard, rule, or test on which a judgment or decision can be based.

Appendix III List of Participants

Company	Attendees	Title
Brascan Energy Marketing Power Corporation	Daniel St-Onge	Director, Marketing
Brascan Energy Marketing Power Corporation	Peter Bettle	Manager, Market Affairs
Canadian Electricity Association	Dan Goldberger	Senior Advisor, Finance & Tax Issues
Canadian Electricity Association	Francis Bradley	Vice President
Canadian Electricity Association	Gordon Aitchison-Drake	
Chymko Consulting Ltd	Nigel Chymko	President (Consultant for the NEB)
Chymko Consulting Ltd	Clyde Carr	Senior Project Manager (Consultant for the NEB)
Coral Energy Canada Inc.	Paul Kerr	Manager, Market Affairs
Hydro One Networks	Mark Graham	Director, Supply and Interconnections
Hydro-Québec Production	Erik Bellavance	Senior Advisor
Hydro-Québec TransÉnergie	F. Jean Morel	Directeur, Aff. jur. TransÉnergie
Hydro-Québec TransÉnergie	Yves Dallaire	Chargé de projet, développement des affaires
Independent Electricity System Operator	Kim Warren	Manager, Regulatory Affairs
Manitoba Hydro	K.J. (Kelly) Hunter	Market Access Officer
National Energy Board	Valerie Katarey	Business Leader, Integrated Solutions

Company	Attendees	Title
National Energy Board	Chantal Robert	Project Manager
National Energy Board	Chantal Briand	Assistant Project Manager
National Energy Board	Tim Kucey	Market Analyst, Electricity
National Energy Board	Bob Modray	Technical Specialist
National Energy Board	Dan Philips	Team Leader, Finance
National Energy Board	Karla Reesor	Facilitator
National Energy Board	Alex Ross	Counsel
NB Power Transmission Corp.	Wayne Snowdon	Vice-President, Transmission
NB Power Transmission Corp.	Chantal St Pierre	Manager, Regulatory & Environmental Affairs
NorthPoint Energy	Pat Hall	Chief Financial Officer
Ontario Energy Board	Catherine Barker-Hoyes	Managing Director of Business Services
Ontario Energy Board	Laura Cooney	Controller
Ontario Energy Board	Melanie Sangster	Manager, Business Services & Planning
Ontario Power Generation Inc.	Barry A. Green	Director Markets and Research
Powerex Corp.	Mike MacDougall	Manager, Trade Policy
Régie de l'énergie du Québec	Monique Rouleau	Conseillère en réglementation économique
Sari Shernofsky Corporate Communication	Sari Shernofsky	Consultant for the NEB
Société de transmission électrique de Cedars Rapids Ltée	Stéphane Verrett	Diretceur général
	Patrick Orr	Barrister & Solicitor (Consultant for the NEB)

Office national de l'énergie

National Energy Board

Atelier de l'Office national de l'énergie sur le recouvrement des frais auprès du secteur de l'électricité

Sommaire des délibérations de l'atelier

Hôtel Fairmont Le Reine Elizabeth, à Montréal
Le 2 juin 2005

Canada

National Energy Board

Office national de l'énergie

Dossier 175-A000-72-2
4 août 2005

Destinataires : Toutes les sociétés d'électricité relevant de la compétence de l'Office national de l'énergie et autres parties intéressées

Compte rendu de l'atelier de juin 2005 sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité

Madame, Monsieur,

Vous trouverez ci-joint un sommaire du dernier atelier de l'industrie portant sur le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité. À l'occasion de ce deuxième atelier, les participants ont approfondi le débat sur plusieurs options de recouvrement et les critères d'évaluation de ces options. Le présent compte rendu résume les présentations offertes, les commentaires formulés et les délibérations des participants. Le compte rendu et d'autres documents pertinents sont accessibles dans le site Web de l'Office au www.neb-one.gc.ca (cliquer sur *Participation des Canadiens*, puis sur *Électricité – Révision du recouvrement des frais de l'ONÉ*).

Nous vous invitons à présenter vos observations sur les options relevées dans le compte rendu. Si vous le désirez, vous pouvez aussi faire une évaluation de l'incidence des diverses options afin d'aider l'Office à mieux comprendre les conséquences qu'elles peuvent avoir sur vos activités. Si vous avez besoin d'information de base pour préparer vos observations, l'Office peut vous fournir des renseignements sur la capacité nominale des lignes internationales de transport d'électricité qui relèvent de sa compétence. Veuillez communiquer vos commentaires au secrétaire de l'Office, M. Michel Mantha, d'ici le 7 septembre 2005, par la poste, par service de messagerie ou par télécopieur.

L'Office élabore le concept du recouvrement des frais en se fondant sur les options et les critères qui ont été débattus au cours de l'atelier. Il serait utile pour lui d'obtenir votre rétroaction au moment d'amorcer ce travail. Nous prévoyons tenir un autre atelier vers la fin de l'automne 2005 pour présenter le projet de concept de recouvrement des frais. Vous recevrez une invitation à cette rencontre une fois que les modalités en auront été fixées.

Dans l'intervalle, n'hésitez pas à communiquer avec moi si vous avez des questions ou des commentaires sur le sujet. Voici mes coordonnées :

Chantal Robert, ing.
Gestionnaire du projet
Téléphone : (403) 299-3196
Téléphone : 1-800-899-1265 (sans frais)
Télécopieur : (403) 292-5503
Courriel : crobert@neb-one.gc.ca

Veuillez agréer, Madame, Monsieur, mes salutations distinguées.

Stéphane Thivierge

pour
Chantal Robert

Contenu

Note : Le *Sommaire des délibérations de l'atelier* a été produit par l'ONÉ. Les participants ont été invités à commenter le sommaire pour confirmer leurs interventions. Ces commentaires sont reproduits mot à mot à la page 6 (suivis de leur traduction en français) et le lecteur devrait les consulter en lisant le reste du document.

Résumé 3
Commentaires des participants 6
Présentations par des représentants de l'ONÉ 9
  Règlement sur le recouvrement des frais 9
  La démythification des redevances exigibles au titre du recouvrement des frais 10
  Aperçu du programme de réglementation du secteur de l'électricité 12
Délibérations 16
  Options 16
    Frais liés aux demandes 16
    Frais non liés à des demandes 19
  Critères 23
Conclusions et prochaines étapes 25
Annexe I Options proposées pour le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité ... 26
Annexe II Critères proposés pour l'évaluation des options liées au recouvrement des frais. 27
Annexe III Liste des participants à l'atelier 28

Résumé

Le projet de recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité mené par l'Office national de l'énergie (ONÉ, l'Office) a été entrepris en mars 2004 après que l'industrie de l'électricité eut soulevé des préoccupations au sujet du processus de recouvrement des frais, et demandé que l'Office revoie la méthode en place. Les membres de l'industrie de l'électricité qui demandent la révision estiment que la méthode actuelle n'est pas équitable parce que les exportateurs assument à eux seuls les coûts de l'ONÉ. Ils jugent également qu'en raison de la restructuration de l'industrie, qui a entraîné la séparation des fonctions de production, de transport, de distribution et de marketing, il est indispensable d'assurer une répartition plus convenable des coûts.

À la suite de cette requête, l'ONÉ a organisé un atelier d'une journée à Calgary le 9 décembre 2004 pour examiner la question plus en détail avec les participants de l'industrie. Environ 25 participants de l'industrie et représentants de l'Office ont pris part à l'atelier. Un deuxième atelier a été tenu le 2 juin 2005 à Montréal, auquel ont assisté 22 participants de l'industrie. Lors de cet atelier, le personnel de l'Office a fourni des renseignements généraux supplémentaires et a présenté des versions provisoires d'options et de critères afin de permettre à l'industrie d'offrir un apport et une rétroaction.

Le présent rapport donne un sommaire des délibérations tenues à l'atelier. Il a pour but de refléter fidèlement les commentaires des participants et, par conséquent, le texte correspond à l'esprit de leurs remarques. À titre d'éclaircissement, il convient de noter que l'ONÉ ne réglemente que les exportateurs et les lignes internationales de transport d'électricité (LIT); par conséquent, toute référence à des propriétaires d'installations de transport dans le rapport ne s'appliquerait qu'aux propriétaires d'installations de transport internationales.

Les participants de l'industrie ont appuyé certains principes; par exemple, le principe du paiement par l'utilisateur, surtout lorsqu'il s'agit de faire payer à tous les demandeurs les frais associés à leur demande. Ils ont exprimé du soutien en principe à l'égard des options suivantes concernant les frais liés aux demandes.

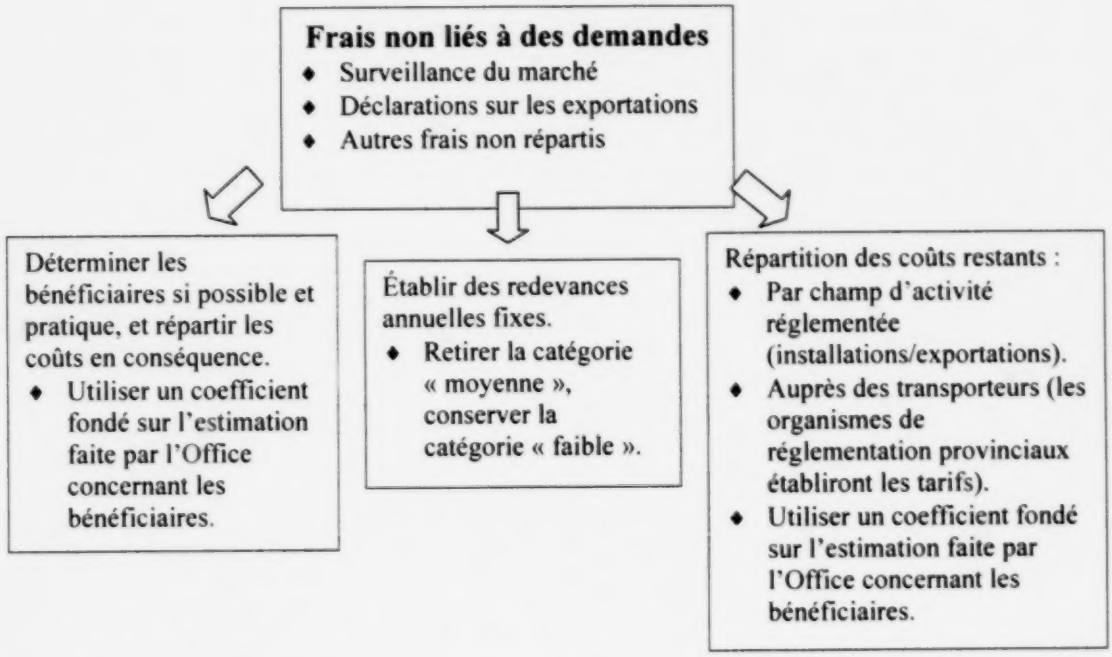
Frais liés aux demandes

LIT
Options :
- Payer les frais réels liés aux demandes au moyen des heures-personnes comme indicateur.

Exportations
Options :
- Dans le cas d'une demande pour un grand volume d'exportation : payer les frais réels.
- Demande courante d'exportation : payer une redevance fixe selon l'estimation des coûts réels.
- Volumes minimaux : frais négligeables ou nuls.

Frais non liés à des demandes

Le groupe convient que le règlement de la question du recouvrement des frais liés aux demandes était la partie facile du processus. Il a été plus difficile d'aborder les frais non liés à des demandes. En ce qui concerne ce type de frais, l'industrie a également fait savoir qu'elle appuyait le principe selon lequel les bénéficiaires devraient payer pour les services reçus. Les participants de l'industrie ont appuyé les principes suivants relatifs aux frais non liés à des demandes.


Frais non liés à des demandes
Surveillance du marché
Déclarations sur les exportations
Autres frais non répartis
Déterminer les bénéficiaires si possible et pratique, et répartir les coûts en conséquence.
Utiliser un coefficient fondé sur l'estimation faite par l'Office concernant les bénéficiaires.
Établir des redevances annuelles fixes.
Retirer la catégorie « moyenne », conserver la catégorie « faible ».
Répartition des coûts restants :
Par champ d'activité réglementée (installations/exportations).
Auprès des transporteurs (les organismes de réglementation provinciaux établiront les tarifs).
Utiliser un coefficient fondé sur l'estimation faite par l'Office concernant les bénéficiaires.

Le personnel de l'Office a présenté les possibilités de critères suivantes en vue d'assurer l'efficacité de la solution, et les participants de l'industrie ont offert une rétroaction variée sur ces critères.

- Conformité aux exigences législatives et autres
- Simplicité d'application
- Équité
- Prévisibilité/constance des frais recouvrés

Le personnel de l'Office a indiqué qu'il était tenu, dans le cadre du processus de modification des règlements, de réaliser une étude pour évaluer les répercussions des changements proposés sur l'économie, la société, l'environnement et la santé au Canada. Il a demandé aux participants de l'industrie (individuellement ou en tant que groupe) de présenter leurs points de vue sur toute répercussion potentielle causée par ces changements, en plus de leur position et de leur

justification concernant toute option dont il a été question durant l'atelier. Il faut envoyer officiellement un document écrit au secrétaire de l'Office, Michel Mantha.

Entre-temps, des recherches sont en cours sur les méthodes et les normes de services en vigueur dans d'autres pays. Le personnel de l'Office prévoit présenter une version provisoire de concept à l'industrie d'ici l'automne 2005, aux fins d'examen.

Commentaires des participants

Les participants ont eu la possibilité d'examiner l'ébauche du compte rendu de l'atelier pour s'assurer que leurs interventions avaient été rapportées de façon exacte. Leurs commentaires sont présentés mot à mot ci-dessous (suivies de leur traduction en français) et le lecteur devrait les consulter en lisant le reste du document.

Page	Ligne	Commentaire	Société ou organisme
17	2-3	The IESO noted that it is not regulated by the NEB. That comment was made with respect to the items that were being discussed at the time. The NEB does have jurisdiction over the IESO with regard to permits for both "circulating power" and transactions surrounding "emergency energy". (La SIERÉ a souligné qu'elle n'est pas réglementée par l'ONÉ. Elle a fait ce commentaire dans le contexte des questions dont les participants discutaient à ce moment précis. L'ONÉ a effectivement un pouvoir de réglementation sur la SIERÉ pour ce qui concerne les permis associés à l'« énergie en circulation » et les transactions concernant l'« énergie d'urgence ».)	Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité
s.o.	s.o.	The Summary of Workshop Discussion adequately captures the discussion at this meeting. (Le compte rendu de l'atelier reflète fidèlement les discussions de la réunion.)	Hydro-Manitoba
15	7-13	I believe that this discussion centred around "border accommodation" rather than just small facilities per se; that is, customers across the border being served off a radial feed from the utility. These paths would not constitute wholesale market transfer paths in that one cannot typically deliver energy beyond the local distribution area. While I cannot speak for others, that was the intent of the support that I conveyed in this context. (Je pense que la discussion portait sur le « service frontalier » plutôt que seulement les petites centrales comme telles. En d'autres termes, des clients de l'autre côté de la frontière qui seraient alimentés au moyen d'une ligne radiale partant du service public. Ces trajets ne constitueraient pas des trajets de transfert sur le marché de gros en ce sens qu'il n'est généralement pas possible de livrer de l'énergie hors des limites de la zone de distribution locale. Je ne prétends pas parler pour les autres, mais tel était le sens de mon intervention dans ce contexte.)	Powerex Corp.

Page	Ligne	Commentaire	Société ou organisme
16	26-31	I do not believe the summary statement that is attributed to Powerex portrays my thoughts on the matter with sufficient clarity. To clarify the point, I generally agree with the premise that there should not be a distinction with respect to the basis or methodology of recovery (e.g., flat fees for some customers, volume based for others), with the exception regarding "border accommodations" noted above. The statement regarding using a capacity allocation simply reflects that within that particular methodology, participants of various sizes will be allocated different amounts based on their relative size. Otherwise, I believe the summary provides a reasonable representation of the topics covered at the workshop. (Je ne pense pas que la déclaration générale que l'on prête à Powerex traduit clairement mes pensées sur la question. Pour clarifier, je suis généralement en accord avec la prémisse qu'il ne devrait pas y avoir de distinctions quant à la méthode ou à la base de recouvrement (p. ex. redevances fixes pour certains clients, recouvrement fondé sur le volume pour d'autres), exception faite du cas du « service frontalier » mentionné ci-dessus. La déclaration concernant l'utilisation d'une méthode de répartition fondée sur la capacité suppose tout simplement que, dans le cadre de cette méthodologie particulière, des participants de diverses tailles se feraient imputer des frais différents selon leur importance relative. Cela mis à part, j'estime que le sommaire donne un compte rendu raisonnable des sujets abordés au cours de l'atelier.)	Powerex Corp.
		Please could you refer to "Brascan Energy Marketing" rather than "Brascan" to clarify that the comments are coming from the export licensee rather than Brascan Corp., the holding company. (Pourriez-vous parler de « Brascan Energy Marketing » au lieu de « Brascan » pour montrer que les commentaires sont ceux du titulaire de la licence d'exportation, plutôt que ceux de Brascan Corp, la société de portefeuille.)	Brascan Energy Marketing
10	42	On page 10 at line 42, with respect to the costs associated with the Board's activities related to security regulations, it was also clarified by Board Staff that the security related regulations would be applicable to IPL's only. (À la page 10, ligne 42, relativement aux coûts afférents aux travaux de l'Office concernant les règlements sur la sécurité, il est à noter que le personnel de l'Office a précisé que les	Ontario Power Generation Inc.

Page	Ligne	Commentaire	Société ou organisme
		Règlements relatifs à la sécurité s'appliqueraient uniquement aux lignes internationales de transport d'électricité.)	
17 18	43 1	On page 17, in the last paragraph, there are two comments attributed to Board staff which appear to be inconsistent. At line 42 it is noted that the "regulation could be written in such a manner to allow some flexibility". (À la page 17, dernier paragraphe, il y a deux commentaires imputés au personnel de l'Office qui semblent contradictoires. À la ligne 42, on trouve la remarque suivante [TRADUCTION] : le règlement pourrait être rédigé de manière à offrir une certaine latitude. On page 18 at line 1, "Board staff noted that the current regulation provides some discretion, but that the NEB Act requires that the actual charges be stated in the regulation". Particularly in light of the procedures necessary to change the regulation, I believe it would be helpful if the summary better indicated the degree of flexibility that exists. (À la page 18, ligne 1, on lit [TRADUCTION] : Le personnel de l'Office a souligné que le règlement en vigueur accorde un certain pouvoir discrétionnaire, mais que la Loi sur l'ONÉ exige que les frais réels soient précisés dans le règlement. Compte tenu des démarches nécessaires pour modifier le règlement, je pense qu'il serait utile que le compte rendu indique d'une manière plus précise le degré de latitude qui existe.)	Ontario Power Generation Inc.
18	Fig.	On page 18, with respect to the "identification of beneficiaries where possible/practical" OPG emphasized the practical limitations inherent in the identification of beneficiaries, given both the difficulty in identifying the beneficiary for particular work programs and the fact that the costs associated with some of the programs could vary substantially from year to year. (À la page 18, pour ce qui concerne [TRADUCTION] « l'identification des bénéficiaires lorsque c'est possible ou pratique », l'OPG a fait ressortir les limites pratiques inhérentes à l'identification des bénéficiaires, notamment la difficulté de déterminer qui bénéficie d'un programme de travail donné et le fait que les coûts associés à certains des programmes pourraient varier considérablement d'une année à l'autre.)	Ontario Power Generation Inc.

Présentations par des représentants de l'ONÉ

Règlement sur le recouvrement des frais
Chantal Briand - Analyste, Élaboration des règlements/Chef de projet adjointe

Le processus de réglementation comprend six phases, depuis la conception et l'élaboration jusqu'à la mise en œuvre. La consultation des intervenants a lieu durant les quatre premières phases : conception et élaboration; rédaction du règlement; examen par le ministère de la Justice et le Bureau du Conseil privé; et publication préalable dans la Partie 1 de la *Gazette du Canada*.

La nouvelle *Loi sur les frais d'utilisation* (LFU) promulguée en mars 2004 peut s'appliquer à l'apport de changements réglementaires à la structure de recouvrement des frais de l'ONÉ pour l'industrie de l'électricité. À l'heure actuelle, Parcs Canada est la première agence à devoir mettre en œuvre les exigences de cette loi, mais son mandat est si différent de celui de l'ONÉ qu'il est difficile de déterminer si la LFU s'appliquerait et, le cas échéant, dans quelle mesure. Si elle s'appliquait, la LFU ajouterait un processus de réglementation supplémentaire. Bien que cela puisse accroître l'importance de l'aspect politique, la LFU n'imposerait aucune exigence ni restriction considérable lorsqu'il s'agirait de déterminer les redevances concernées.

Durant la discussion de groupe, le personnel de l'Office s'est vu demander de clarifier la relation entre la LFU et le règlement sur le recouvrement des frais. Le personnel de l'Office a indiqué que le principe sous-jacent de la LFU consistait à faire payer l'utilisateur pour les services dont il a bénéficié. Le personnel a fait remarquer que la LFU découlait d'un projet de loi d'initiative parlementaire et que le gouvernement n'a pas participé à sa rédaction; c'est pourquoi le ministère de la Justice et le Conseil du Trésor la connaissent moins que d'autres lois. L'Office surveillera la situation et sera prêt à étudier les exigences de la LFU, au besoin.

Un participant de l'industrie voulait des renseignements sur les changements apportés à la Politique sur les normes de service pour les frais d'utilisation. Cette politique a remplacé la politique sur les frais d'utilisation externe en novembre 2004, puisque l'ancienne politique n'était pas compatible avec la LFU. La nouvelle politique permet une application plus souple de ses propres principes.

On s'est informé auprès du personnel de l'Office au sujet de la représentation d'autres secteurs du gouvernement à l'atelier. Malgré la participation de deux organismes de réglementation provinciaux, aucun organisme fédéral autre que l'ONÉ n'assistait à l'atelier. Le personnel de l'Office a indiqué qu'il est inhabituel pour des ministères fédéraux de participer aux activités si tôt au cours du processus. Cependant, ces ministères reçoivent et continueront de recevoir toute l'information concernant le projet de recouvrement des frais, et ils seront tenus au courant du déroulement du processus. Le personnel a indiqué que puisque l'Office a embauché un conseiller pour aider à rédiger le nouveau règlement sur le recouvrement des frais, il n'est peut-être plus aussi crucial pour le ministère de la Justice, qui en règle générale participerait directement à la rédaction du nouveau règlement, d'assister à l'atelier. En ce qui concerne Ressources naturelles Canada, le ministère n'a aucun lien direct et les changements provenant du projet de recouvrement des frais ne seraient pour eux qu'un processus administratif. Le Conseil du Trésor

est l'organisme responsable en bout de ligne, et l'ONÉ continuera de le tenir au courant de façon opportune.

La démythification des redevances exigibles au titre du recouvrement des frais

Dan Philips - Chef d'équipe, Finances

Certains des coûts de l'ONÉ ne peuvent pas être recouvrés. Environ 10 % des coûts de l'ONÉ ne sont pas recouvrables, notamment les coûts associés aux régions pionnières, les coûts liés au travail effectué pour le compte d'autres ministères et organismes et les frais généraux connexes. En 2003, le total des coûts de l'ONÉ s'élevait à 40,9 millions de dollars. Les frais liés à l'électricité s'élevaient à 4,3 millions de dollars, environ 10 % du coût total; ils sont en hausse par rapport aux autres secteurs. Les participants de l'industrie ont déclaré que l'augmentation des coûts ne devrait pas être associée aux frais d'exportation puisque les volumes d'exportation sont en baisse. Le personnel de l'Office a fait remarquer qu'il y a eu quatre nouvelles demandes de ligne internationale de transport d'électricité depuis 2001, et qu'avant cela, aucune demande n'avait été reçue depuis longtemps. Ces demandes ont fait hausser les coûts.

Pour le recouvrement des frais, l'Office se sert de l'année civile même si son exercice financier prend fin le 31 mars. Les frais recouvrables sont définis par la réglementation (les coûts associés aux régions pionnières sont exclus, conformément à une ordonnance de l'Office). Les frais de l'Office sont à fort coefficient de main-d'œuvre. Environ 75 % des frais recouvrables sont de nature salariale et le reste consiste en des frais de fonctionnement et d'entretien. Le vérificateur général effectue une vérification annuelle des frais de l'ONÉ.

À l'heure actuelle, les sociétés énergétiques acquittent leur part des frais recouvrables de trois façons :

- Contribution à payer par les nouveaux venus dans l'industrie (mise sur pied de pipelines seulement).
- Redevances fixes (sociétés pipelinières et exportateurs d'électricité de faible et de moyenne importance).
- Partage des coûts restants par secteur de produit.

Ces derniers coûts sont répartis selon le temps passé par le personnel de l'Office sur chaque secteur. Les heures précises, et non les pourcentages de temps, sont consignées. Tout le personnel de l'ONÉ, y compris les membres de l'Office, utilisent des rapports de temps de travail pour noter leurs heures par produit, mais les projets individuels ne font habituellement pas l'objet d'un tel suivi. Le personnel de l'Office a indiqué qu'il serait possible de suivre les projets individuels tels que les demandes liées aux installations ou les permis d'exportation. Certains travaux ne peuvent pas être attribués à un secteur en particulier parce qu'ils se rapportent à l'ensemble des produits; par exemple, la consultation des Autochtones. Les frais partagés sont fondés sur l'activité plutôt que sur les montants. En ce qui concerne l'électricité, l'activité se mesure en MWh; dans le cas des pipelines, il s'agit des volumes de débit.

Le personnel de l'Office a précisé que la contribution à payer par les nouveaux venus dans l'industrie ne s'applique qu'aux pipelines – et uniquement aux sociétés pipelinières qui ne sont pas actuellement réglementées par l'ONÉ. Il s'agit d'un pourcentage du coût en capital du projet, et il n'existe aucun lien avec le coût associé à toute audience requise. En outre, la contribution n'est exigée que si la demande est approuvée. Si la demande est rejetée, les frais associés à l'audience sont alors recouvrés auprès des sociétés réglementées par l'Office. Une fois les nouvelles installations en service, la société pipelinière assume sa part des frais liés au débit avec les autres participants de l'industrie.

Un représentant de l'Association canadienne de l'électricité (ACÉ) se demandait s'il était possible d'élaborer un concept de recouvrement des frais pour le secteur de l'électricité qui inclurait les frais liés aux demandes. Les participants de l'industrie ont appuyé l'idée de faire payer au demandeur tous les frais associés à la demande. Le personnel de l'ONÉ a indiqué qu'il n'est pas possible actuellement de recouvrer les frais liés aux demandes auprès d'entités non réglementées par l'Office dont la demande a été rejetée. Le recouvrement de ce type de frais auprès de ces demandeurs nécessiterait une modification de la *Loi sur l'Office national de l'énergie* et prendrait plus de temps à réaliser que des modifications du règlement sur le recouvrement des frais. Les participants de l'industrie ont indiqué être intéressés à assurer la promotion à long terme de cette option. Le personnel de l'ONÉ a indiqué qu'il portera ce point à l'attention de l'Office. Hydro One Networks a mentionné qu'il appuie le principe du paiement par l'utilisateur, y compris le recouvrement des frais associés à toute demande rejetée. Le personnel de l'Office a indiqué que le projet Sumas était inhabituel, et que les frais d'audience sont rarement aussi élevés dans le cas d'une demande non approuvée. En règle générale, lorsqu'une demande est rejetée, le promoteur révise sa demande et la dépose de nouveau.

Hydro One Networks a réitéré son soutien à l'égard du principe selon lequel le demandeur devrait payer les frais associés à une audience publique telle que celle du projet Sumas. L'entreprise Coral Energy appuyait elle aussi le principe du paiement par l'utilisateur et a ajouté que la mise d'un accent sur le bas de la « cascade » de répartition préoccupe les intervenants. Ces préoccupations seraient quelque peu atténuées si certains coûts étaient répartis à des niveaux supérieurs de la cascade, surtout si les demandeurs sont tenus de payer les frais d'audience. Il en résulterait une diminution des coûts à partager entre les participants de l'industrie.

Une question a été posée en vue de clarifier le processus actuel nécessitant une moyenne mobile calculée sur quatre ans pour déterminer les coûts. Le personnel de l'Office a confirmé la période de quatre ans : les coûts réels pour les deux années précédentes, une estimation pour l'année en cours et des prévisions pour l'année suivante. L'Office estime ses frais et rajuste cette évaluation une fois les frais établis définitivement.

Il a été demandé au personnel de l'Office en quoi consiste la responsabilité relative au budget. Il a confirmé que le Parlement approuve le budget et que l'Office est responsable devant le Parlement. Cependant, les fonds recueillis par recouvrement des frais ne sont pas renvoyés à l'ONÉ, mais plutôt ajoutés aux recettes générales du gouvernement. Il a également confirmé que l'Office ne fonctionne pas comme un conseil d'administration, mais plutôt comme un organisme de réglementation.

On a fait remarquer qu'il existe également un Comité de liaison sur le recouvrement des frais qui se réunit régulièrement, lequel est composé de l'industrie de l'énergie et d'autres intervenants tels que les groupes de consommateurs. L'ACÉ représente l'industrie de l'électricité au sein de ce comité, mais d'autres participants de cette industrie peuvent eux aussi en faire partie. L'intérêt envers la participation s'est accru ces 18 derniers mois.

Le Comité de liaison sur le recouvrement des frais fournit un apport relativement aux coûts et à d'autres questions. Par exemple, lorsque l'Office tente d'obtenir un financement accru auprès du Parlement, il est demandé à ce Comité de fournir ses commentaires. La dernière fois, le Comité a indiqué à l'Office que sa demande était trop conservatrice. Certains membres du Comité ont rédigé des lettres à l'appui d'un financement supplémentaire. De plus, l'avis du Comité est sollicité en ce qui a trait aux questions de niveaux de dotation et de niveaux de rémunération.

Les participants ont questionné le personnel de l'Office au sujet du rôle du vérificateur général. Ce dernier joue un rôle crucial puisqu'il réalise une vérification annuelle des coûts et de la déclaration du temps au sein de l'ONÉ, car ce dernier élément sert à déterminer les frais. Les états financiers de l'ONÉ sont déposés auprès du Comité de liaison sur le recouvrement des frais et également affichés sur le site Web de l'Office.

Le personnel de l'Office a également fait remarquer que l'établissement de priorités constitue une décision de gestion et que l'Équipe de la direction détermine les projets. Une séance annuelle de planification stratégique a lieu à l'automne. Les activités au sein de l'industrie, telles que le nombre de demandes déposées, orientent considérablement les processus de l'ONÉ. Au cours d'une année très occupée, l'Office doit réévaluer ses priorités et répartir de nouveau les charges de travail pour s'adapter aux nouvelles situations.

Le personnel de l'Office a fait remarquer qu'il doit assurer la tenue de deux ensembles différents de livres – le premier reflète son exercice financier se terminant le 31 mars et l'autre reflète ses frais recouvrables, fondés sur l'année civile. Il a demandé aux participants de l'industrie s'ils s'objectaient au passage à un seul ensemble de livres. Les participants semblaient estimer que le passage à un seul ensemble de livres fondés sur l'exercice financier de l'ONÉ ne posait aucun problème.

Aperçu du programme de réglementation du secteur de l'électricité

Bob Modray - Spécialiste technique, Analyse économique et énergétique

La *Loi sur l'Office national de l'énergie* (Loi sur l'ONÉ) comprend le mandat de l'ONÉ en matière d'électricité; de plus, il existe des responsabilités en vertu de la *Loi canadienne sur l'évaluation environnementale* (LCÉE). La Loi sur l'ONÉ a été modifiée récemment à la suite de l'entrée en vigueur de la *Loi de 2002 sur la sécurité publique*. Cela influera sur l'industrie ainsi que sur la supervision qu'exerce l'ONÉ sur les installations qu'il réglemente, y compris les lignes internationales de transport d'électricité (LIT).

La Politique canadienne en matière d'électricité a été créée en 1988 afin de réagir à la restructuration de l'industrie et de faciliter le passage à une méthode de réglementation du

secteur de l'électricité axée sur le marché. En réponse, il y a eu une révision de la Loi sur l'ONÉ en 1990. Par exemple, on a retiré le besoin de critères normatifs pour déterminer si les exportations sont excédentaires aux besoins nationaux. Il n'y a eu aucune audience sur les exportations depuis 1990 et toutes les demandes d'exportation ont été traitées en délivrant des permis. Les demandes d'exportation ont eu tendance à être plus directes que les demandes relatives aux nouvelles LIT. Il y a également des travaux de réglementation continus, ce qui comprend les réunions sollicitées par les demandeurs potentiels.

Les responsabilités de l'Office en ce qui a trait aux LIT évoluent et peuvent maintenant porter sur les questions de fiabilité et de sécurité. L'Office a participé directement aux activités du Groupe de travail Canada – États-Unis sur la panne de courant, et il œuvre continuellement en vue d'appuyer un sous-comité fédéral-provincial-territorial sur la fiabilité. Le personnel de l'Office a indiqué ne s'inquiéter que de la fiabilité de la LIT – mais il existe des répercussions plus vastes sur le système provincial. Les LIT offrent des avantages en matière de fiabilité au reste du système. L'Office souhaite comprendre les questions de fiabilité et l'incidence des normes du North American Electric Reliability Council (NERC), mais a signalé que les limites séparant les champs de compétence fédéraux et provinciaux ne sont pas toujours établies clairement.

Un représentant de l'Association canadienne de l'électricité s'interrogeait au sujet des coûts associés à cette nouvelle législation sur la sécurité et le personnel de l'Office a mentionné qu'il était trop tôt pour déterminer les coûts connexes; pour l'instant, les coûts se rapporteraient principalement aux modifications de la Loi sur l'ONÉ. Les changements habilitent l'Office à créer des règlements sur la sécurité. Le personnel de l'Office a ajouté qu'aucun financement supplémentaire n'a été prévu dans son budget pour faire face aux questions de sécurité, et qu'il faudra procéder à la réaffectation des ressources. On a demandé au personnel de l'Office si les dépenses relatives à la sécurité seraient recouvrables; il a répondu qu'elles le sont.

Il y a eu ensuite une discussion sur les exportations. On a demandé au personnel de l'Office s'il existe un lien entre le volume des exportations et le nombre de demandes d'exportation. Celui-ci a répondu que le nombre de demandes varie chaque année et que ce nombre, et non les volumes des exportations, oriente les travaux de l'Office. On lui a demandé combien de demandes d'exportation sont « par anticipation », c.-à-d., une demande de permis est déposée « juste au cas où ». Aucuns frais annuels ne sont exigés pour conserver un permis, mais les petits exportateurs paient une redevance fixe de 500 $, peu importe le nombre de permis qu'ils détiennent.

Les demandes relatives aux LIT sont plus complexes et requièrent plus de temps. Ces dernières années, il y a eu quatre demandes de LIT, dont trois ont entraîné des audiences publiques, et ce, par opposition à une seule audience liée aux LIT durant les années 90.

Il y a eu une autre discussion au sujet des activités de l'Office visant la surveillance du marché. Cette question a également été soulevée à l'atelier tenu en décembre dernier. Les activités de surveillance du marché découlent du mandat de l'ONÉ, selon lequel il doit assumer une fonction de conseil et informer le public en ce qui a trait au fonctionnement des marchés de l'énergie. La fonction de surveillance qu'assume l'Office comprend l'évaluation des enjeux et des tendances. Elle diffère ainsi du type de surveillance réalisée par les administrateurs de la surveillance du

marché dans certains territoires. Les administrateurs cherchent les emprises excessives sur le marché et des façons d'améliorer les opérations utiles au sein des marchés de l'électricité.

Hydro-Québec TransÉnergie a demandé si l'information recueillie durant les activités de surveillance du marché pourrait être directement appliquée par l'ONÉ pour le traitement des permis d'exportation. Le personnel de l'Office a mentionné que l'information ne sert pas directement à traiter les demandes, mais que les rapports sont utiles lorsqu'il s'agit d'éduquer les intervenants potentiels et autres personnes sur les enjeux et le fonctionnement du marché. Ce travail aide les membres et le personnel de l'Office à assumer leurs responsabilités en matière de réglementation. Les activités de surveillance du marché favorisent la compréhension des marchés de l'énergie, ce qui, selon l'Office, aide les marchés à mieux fonctionner.

Le personnel de l'Office a indiqué que ses activités de surveillance du marché n'incluent pas l'étude des prix et qu'il serait difficile de faire assumer les coûts de surveillance du marché à un secteur en particulier. Il lui est demandé s'il dispose d'un test permettant de déterminer si les marchés fonctionnent. Les Canadiens ont-ils un accès équitable au marché, par exemple? Si l'ONÉ estime qu'ils n'ont pas d'accès équitable au marché, les exportations seraient-elles arrêtées ou pourraient-elles l'être? Le personnel de l'Office a répondu que dans certains cas, il existe des données sur les prix qui aident à évaluer le fonctionnement des marchés; si les consommateurs ne se voient pas offrir un accès équitable au marché, ils peuvent porter plainte auprès de l'ONÉ. S'il est déterminé qu'un exportateur contrevient aux dispositions du permis (p. ex., l'accès équitable au marché n'est pas offert), le permis pourrait sans doute être révoqué (et les exportations annulées).

Hydro-Québec TransÉnergie se demandait si l'accès équitable au marché constituait un critère raisonnable pour l'évaluation des demandes d'exportation par le personnel de l'Office. Les conditions de réciprocité seraient peut-être un meilleur critère. Le personnel a souligné que la réciprocité est une condition américaine et non canadienne. En ce qui concerne l'accès équitable au marché, l'Office évalue si les Canadiens peuvent accéder à l'électricité à des conditions semblables à celles du marché d'exportation.

Hydro-Québec TransÉnergie se demandait également si l'Office pouvait mettre fin à des exportations; par exemple, si l'Ontario avait besoin de plus d'énergie. Le personnel de l'Office a indiqué que ce scénario devrait être envisagé dans le cadre de l'accès équitable au marché.

Le personnel de l'Office a indiqué avoir prévu des enjeux concernant de multiples produits et des questions de convergence au sein de l'industrie de l'énergie; par exemple, les répercussions de l'exploitation des sables bitumineux sur la coproduction de gaz naturel et le transport d'électricité. Il a ajouté que l'ordonnance 888 de la Federal Energy Regulatory Commission (FERC) des États-Unis oblige les intervenants au sein du marché américain à dégrouper leurs réseaux et à offrir un accès équitable à tout le monde. Il y a maintenant plus d'intervenants, et ce, partiellement en raison du dégroupement des services publics. Les enjeux deviennent de plus en plus complexes et l'Office doit bien les comprendre.

Le personnel de l'Office a mentionné qu'à l'heure actuelle les exportations sont à la baisse et que les importations sont à la hausse. Cela indique que la capacité de production d'énergie au Canada

ne suffit pas à répondre à la croissance de la demande nationale d'électricité. Par exemple, en août 2002, l'approvisionnement de l'Ontario était insuffisant et la province a dû importer de l'électricité. D'autres provinces ont profité des LIT pour importer de l'électricité en raison de la sécheresse et des possibilités économiques qui favorisent l'importation au lieu de la production d'énergie au pays. Il y a eu des transferts d'électricité de l'ordre de 50 à 60 TWh (exportations plus importations) ces dernières années. Hydro One Networks a fait remarquer que l'élimination des insuffisances n'est pas la responsabilité des propriétaires de LIT.

Hydro-Québec TransÉnergie a demandé si les volumes d'exportation sont fondés sur les chiffres nets ou bruts. Le personnel de l'Office a répondu que les volumes d'importation ne sont pas pris en considération. Le calcul se fait au moyen des volumes bruts d'exportation, sauf dans le cas d'ententes d'équivalents. Dans le cadre de ces ententes, les exportations et les importations doivent s'équilibrer au fil du temps; cependant, dans une période de rapport donnée, les exportations nettes (exportations moins les importations) sont utilisées aux fins des calculs relatifs au recouvrement des frais.

Délibérations

Options

Durant l'après-midi, le personnel de l'Office et les participants de l'industrie ont discuté au sujet de diverses options (mécanismes) pouvant être combinées pour créer un concept ou une solution complète visant à régler la question du recouvrement des frais. Les participants de l'industrie avaient proposé certaines de ces options lors de l'atelier de décembre. Les options suivantes ont fait l'objet d'une discussion :

Redevances pour les demandes concernant de nouvelles LIT/frais à payer par les nouveaux venus dans l'industrie :

- payer les coûts réels estimatifs de chaque audience (calculés en fonction du nombre d'heures-personnel);
- payer une redevance fixe pour les demandes de catégorie 1, 2 et 3 (la catégorie dépendrait de la longueur ou de la complexité de l'audience et serait déterminée à la fin de l'audience de concert avec le demandeur);
- contribution à payer par les nouveaux venus dans l'industrie – sorte de frais de demande, selon les paramètres possibles suivants : type d'installation, tension, capacité sur la plaque indicatrice, coût d'immobilisation.

Redevance liée aux demandes d'autorisation d'exportation

- Redevance fixe par demande de permis d'exportation.

Frais non liés à des demandes (tous les autres frais)

- Les transporteurs paient ces frais en fonction de la capacité installée.
- Les frais à payer par les transporteurs d'électricité sont basés sur le volume des exportations et des importations (l'utilisation nette de la ligne).
- Les frais à payer par les transporteurs d'électricité sont fondés sur la puissance nominale de la LIT en mégawatts ou mégawattheures.
- Le coût des services de l'ONÉ (déclarations mensuelles sur les exportations, surveillance du marché, etc.) serait assumé par les entités qui en retirent des avantages.
- Simple ratio de répartition (un pourcentage pour le transport et un pourcentage pour les exportateurs).
- Augmentation des frais annuels exigés des exportateurs d'électricité de faible et moyenne importance.

Frais liés aux demandes

On a demandé au personnel de l'Office quelle était la façon de payer les coûts d'embauche des conseillers. Il a répondu que cette dépense fait partie des frais d'exploitation et qu'elle est modique.

On a questionné le personnel de l'Office au sujet de l'écart entre les coûts réels et les coûts estimés fondés sur la répartition du temps des employés. Les participants de l'industrie se sont

entendus pour dire qu'il n'est pas nécessaire d'avoir une solution parfaite; un taux de réalisation de 75 à 80 % des objectifs était adéquat. La Commission de l'énergie de l'Ontario a indiqué que d'autres organismes de réglementation ont utilisé les heures comme indicateur de calcul. Très peu d'organismes de réglementation tentent de consigner les coûts de rémunération actuels. Un soutien général a été exprimé à l'égard de la transition de l'ONÉ vers un nouveau système de consignation du temps afin de suivre les heures des employés pour chacune des demandes, y compris les permis d'exportation pour lesquels une audience est nécessaire.

On a demandé au personnel de l'Office si le chevauchement sur plusieurs exercices financiers des options relatives aux frais liés aux demandes poserait problème. Il a répondu qu'une audience peut parfois s'échelonner sur deux ou trois ans et qu'il serait possible de s'adapter à un processus pluriannuel.

Quel est le mode de règlement des problèmes de dotation? Le personnel de l'Office a mentionné qu'il travaille en équipes de projet et « emprunte » du personnel selon le volume de travail. L'ensemble du personnel répartit ses heures parmi les trois produits. Bien que la progression des projets ne soit pas habituellement surveillée, il ne serait pas difficile d'ajouter un nouveau projet au système de suivi. En règle générale, les participants de l'industrie ont appuyé l'idée selon laquelle l'ONÉ consignerait les heures du personnel pour chaque demande du secteur de l'électricité, ce qui comprend les permis d'exportation et les certificats de LIT.

On a demandé au personnel de l'Office si les valeurs estimées étaient des « prédictions » ou des chiffres fondés sur des données existantes. Il a répondu qu'il s'agissait de chiffres fondés sur des données réelles et qu'il est impossible de prévoir le déroulement d'une audience.

Bien qu'il soit possible de consigner le temps de travail du personnel associé aux demandes, il serait plus difficile de suivre les frais d'exploitation tels que ceux des salles d'audience sans réviser en profondeur le système de comptabilité de l'ONÉ.

Coral Energy a fait remarquer qu'il est illogique d'associer les frais liés aux demandes au coût en capital ou aux autres aspects du projet. Ce sont les coûts de l'ONÉ qu'il faut saisir. Le coût en capital, la tension et d'autres aspects d'un projet proposé n'ont pas nécessairement une incidence considérable sur les coûts de l'Office.

Hydro One Networks et Hydro-Québec TransÉnergie ont appuyé l'idée de faire payer aux demandeurs de LIT les coûts réels de leurs audiences. La Corporation de transport Énergie NB se demandait si les frais liés aux demandes pourraient être appliqués à toutes les nouvelles installations de LIT, peu importe si le demandeur relève ou non du cadre de réglementation de l'Office.

Même si les participants de l'industrie ont appuyé le concept selon lequel tous les demandeurs de LIT paieraient les frais d'audience, le personnel de l'Office a fait remarquer qu'il ne peut pas exiger de frais d'une entité dont la demande a été rejetée et qui ne détient aucune autorisation de l'Office. À long terme, il faudrait un changement législatif pour permettre le recouvrement des frais auprès des sociétés non réglementées par l'Office.

Les participants de l'industrie se préoccupaient du recouvrement des frais associés à une demande rejetée ayant été présentée par une société non réglementée telle que Sumas. Le personnel de l'Office a fait remarquer que ce genre de situation ne se produit que rarement. Il a ajouté que la demande de Sumas avait grandement occupé l'Office et que le coût de la demande était supérieur au coût de la LIT. Hydro One Networks se demandait pourquoi les autres entreprises devraient subventionner ces frais.

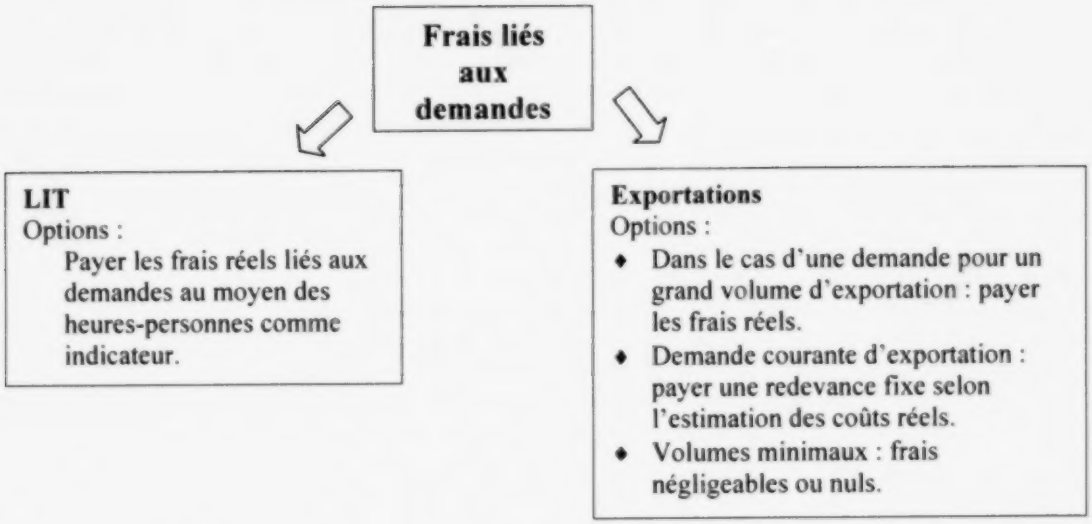
Hydro One Networks a exprimé son soutien à l'égard de l'attribution de l'ensemble des coûts au demandeur pour tous les projets, y compris les exportations et les lignes de transport. Lorsqu'il y a une audience ou un processus prolongé se rapportant aux exportations, les coûts connexes devraient également être déterminés et recouvrés auprès du demandeur. Cependant, il n'y a eu aucune audience pour des exportations depuis 1990 et le traitement des demandes d'exportation peut être assez systématique.

Ontario Power Generation a fait remarquer que si les demandes d'exportation sont maintenant courantes, il serait facile de calculer le coût en se fondant sur les heures du personnel comme indicateur. Hydro One Networks a exprimé son soutien à l'égard de cette méthode, mais a proposé d'établir une redevance fixe pour évaluer approximativement les coûts. Ontario Power Generation a ajouté que le besoin d'une audience pourrait entraîner une hausse importante des coûts.

Le personnel de l'Office a demandé aux participants de l'industrie la façon dont des frais fixes pour les demandes d'exportation pourraient être déterminés. Hydro One Networks a indiqué que les coûts en personnel calculés selon le temps de travail des employés pourraient être surveillés pendant un an ou deux. Le personnel de l'Office a ajouté que le suivi pourrait être effectué avant la réalisation des modifications réglementaires, et qu'une moyenne de base pourrait être déterminée.

Manitoba Hydro a fait remarquer que dans la province il existe un très petit permis d'exportation d'environ 20 kW à la frontière et se demandait si une exportation de si petite importance devrait être visée par des frais d'exportation calculés selon les frais moyens exigibles pour les demandes. Manitoba Hydro a indiqué être presque tenté d'annuler le permis. Le personnel de l'Office a proposé d'utiliser un autre critère tel que le courant monophasé plutôt que le courant triphasé ou la tension. Il y a eu une discussion sur des exemptions possibles pour les très petits volumes d'exportation. Powerex et Hydro-Québec TransÉnergie ont appuyé l'idée d'une capacité minimale ou d'un volume au-dessous duquel aucuns frais ne seraient exigés.

En résumé, les participants de l'industrie ont proposé certains principes; par exemple, le principe du paiement par l'utilisateur, surtout lorsqu'il s'agit de faire payer à tous les demandeurs les frais associés à leur demande. Les participants de l'industrie sont également d'accord sur la nécessité probable d'une période de transition. Ils ont exprimé du soutien en principe à l'égard des options suivantes.


Frais liés aux demandes
LIT
Options :
Payer les frais réels liés aux demandes au moyen des heures-personnes comme indicateur.
Exportations
Options :
• Dans le cas d'une demande pour un grand volume d'exportation : payer les frais réels.
• Demande courante d'exportation : payer une redevance fixe selon l'estimation des coûts réels.
• Volumes minimaux : frais négligeables ou nuls.

Frais non liés à des demandes

Le groupe convient que le règlement de la question du recouvrement des frais liés aux demandes était la partie facile du processus. Il a été plus difficile d'aborder les frais non liés à des demandes. Ces frais comprennent la surveillance du marché, les déclarations sur les exportations et d'autres frais non répartis; ils sont sujets à des fluctuations.

En ce qui concerne ce type de frais, les participants de l'industrie ont également fait savoir qu'ils appuyaient le principe selon lequel les bénéficiaires devraient payer pour les services reçus. Une discussion importante a suivi sur les services offerts par l'Office, leurs bénéficiaires et les entités qui en sont la cause. La discussion a porté sur le calcul des frais non liés à des demandes en fonction de la capacité de transport installée, et sur la question de savoir s'il s'agirait de la capacité de transfert combinée ou de la capacité sur la plaque indicatrice de la LIT individuelle. Hydro-Québec TransÉnergie a indiqué ne pas appuyer de solutions qui utiliseraient la capacité de transport totale installée pour calculer les frais non liés à des demandes. L'Office, quant à lui, n'aurait pas le droit de réglementer cette méthode, puisque seules les LIT relèvent de sa compétence. Tant TransÉnergie que Brascan ont appuyé le concept d'utilisation plutôt que la capacité installée des LIT comme fondement du recouvrement des frais. Brascan a également souligné que si le bien-être des consommateurs canadiens est protégé, ces derniers devraient alors être les entités facturées, peut-être d'une manière ou d'une autre par l'entremise des sociétés de distribution.

Powerex a fait remarquer que si la capacité installée servait de fondement, les exportateurs paieraient alors une partie des coûts par l'entremise des tarifs de transport. Powerex a ajouté qu'il

pourrait y avoir un mécanisme différent pour saisir la valeur présente dans les taux de transport susceptible de refléter les avantages pour les importateurs ainsi que les avantages sur le plan de la fiabilité. Le personnel de l'Office a signalé qu'il est possible d'effectuer la vérification de la capacité sur la plaque indicatrice, et que cette dernière est stable. La Corporation de transport Énergie NB n'a pas appuyé une solution axée sur la capacité installée, et a fait remarquer qu'elle construisait une interconnexion qui fonctionnerait à une capacité inférieure à celle de la capacité de sa plaque indicatrice à cause de restrictions au sein du marché américain. Manitoba Hydro a mentionné que la capacité installée ou un élément semblable serait le meilleur indicateur de la valeur, car elle offre une représentation équitable parmi toutes les entreprises de transport; de plus, les coûts seraient partagés de façon relative, dans tous les cas. Selon Manitoba Hydro, cette méthode est équitable puisque la décision sur la taille d'une LIT est réfléchie, c.-à-d., si un service public la conçoit avec une capacité installée supérieure au niveau des exportations supportables par le système, il s'agit d'un choix et non d'une obligation. Durant la discussion, Manitoba Hydro a indiqué que les renseignements tels que la capacité sur la plaque indicatrice ou la capacité de transfert simultané pourraient servir à déterminer l'ampleur des modifications de coûts qui découleraient du changement de méthode de recouvrement des frais. La Corporation de transport Énergie NB souhaitait également examiner les données pour voir si, en effet, c'était bien le cas.

Le personnel de l'Office a demandé aux participants de l'industrie s'ils souhaitaient faire une distinction entre les sociétés de grande, moyenne et faible importance aux fins du recouvrement des frais non liés à des demandes. Hydro One Networks a répondu qu'il ne devrait y avoir aucune distinction, sauf si un groupe ne paie pas sa juste part. Powerex a ajouté que si la répartition se fait en fonction de la capacité, une telle distinction serait alors essentiellement créée. Certains participants de l'industrie ont mentionné que le retrait de la catégorie « moyenne » serait peut-être approprié.

Le personnel de l'Office se demandait s'il était adéquat pour l'ONÉ d'établir une répartition en fonction des bénéficiaires. Il se pourrait que chaque région ait différents systèmes et bénéficiaires. Chaque province devrait peut-être déterminer les payeurs. Manitoba Hydro a proposé un processus de répartition des coûts en deux étapes, dont la première étape consiste à répartir les coûts entre les administrations. Chaque fournisseur de services de transport pourrait ensuite déterminer le mode de réaffectation des coûts avec son organisme de réglementation provincial. Il a été signalé qu'en bout de ligne, les organismes de réglementation provinciaux seraient responsables du mode de transmission des coûts, s'il y a lieu, si les transporteurs étaient facturés initialement.

Hydro One Networks a indiqué que ses taux de transport sont de type « timbre-poste »; il n'y aura donc peut-être pas de réaffectation considérable auprès des bénéficiaires. La Commission de l'énergie de l'Ontario a ajouté qu'il y a le recouvrement des frais généraux même si elle ne traite pas des dossiers tarifaires chaque année; de son point de vue, il semblerait logique que les organismes de réglementation provinciaux déterminent la répartition des coûts. Une discussion a suivi au sujet des entités que l'Office devrait facturer, puisque les exploitants indépendants, s'il y a lieu, sont responsables de la fiabilité, à savoir un facteur associé aux avantages. Il a été signalé que la FERC fait payer le recouvrement des frais aux exploitants indépendants et aux propriétaires d'installations de transport. La Société indépendante d'exploitation du réseau

d'électricité (SIERÉ) de l'Ontario a fait remarquer qu'elle ne possède pas d'installation, et n'en exploite aucune, et qu'elle n'est pas réglementée par l'ONÉ. La SIERÉ a mentionné qu'une solution ne devrait pas être adoptée simplement parce qu'il serait facile de la mettre en œuvre.

Coral Energy a fait remarquer que les propriétaires d'installations de transport et exploitants indépendants, au bout du compte, ne sont pas les bénéficiaires des frais non liés à des demandes, et que les provinces sont les mieux placées pour prendre une telle décision.

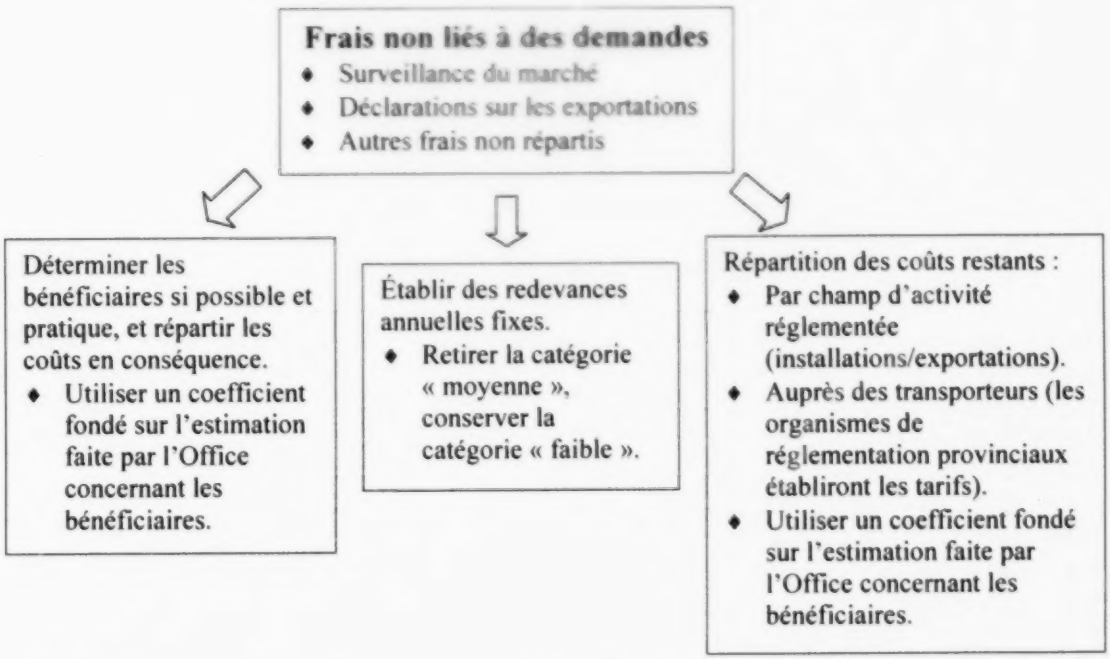
Hydro One Networks a demandé qui étaient les bénéficiaires dans le cas des déclarations sur les exportations. Le personnel de l'Office a répondu que la présentation de ces renseignements constituait une obligation légale. Hydro-Québec Production a fait remarquer qu'il n'a pas bénéficié de ces rapports puisqu'il a fourni initialement les données.

Les participants de l'industrie ont fait remarquer que le critère de causalité est compatible avec les demandes, mais pas avec les autres frais. L'Office doit assumer certains frais en raison de son mandat particulier. Il faut mettre l'accent sur l'équité et un mécanisme servant à déterminer qui doit payer. Certains participants de l'industrie ont mentionné qu'il ne serait pas juste de rendre les LIT responsables de la totalité des coûts. La discussion sur les bénéficiaires pourrait se poursuivre toute la journée sans que la question ne puisse être tranchée. Il s'agit peut-être des consommateurs, ou de l'économie du Canada en bout de ligne.

Hydro One Networks souhaitait voir une répartition équitable des coûts importants/considérables, avec des montants attribués le plus possible en fonction des bénéficiaires. Le personnel de l'Office a demandé ce qui constituait des coûts importants ou considérables. Hydro One Networks a indiqué que les déclarations mensuelles sur les exportations, qui représentent huit pour cent des coûts de l'ONÉ, seraient considérées comme importantes. Il serait peut-être possible de réintégrer les déclarations mensuelles sur les exportations dans les frais liés aux demandes puisque les déclarations sont requises par les exportateurs pour conserver leurs permis. Une fois tous les coûts répartis de cette façon, il conviendrait de diviser équitablement les coûts restants, et ce, d'une manière ou d'une autre.

La surveillance du marché constitue le plus important élément des frais non liés à des demandes. Une longue discussion a suivi sur l'identité des bénéficiaires de ce travail. Le travail aide bel et bien l'Office et profite indirectement aux exportateurs/commerçants et aux LIT. Des participants de l'industrie ont suggéré le partage des coûts par ces deux groupes selon un coefficient établi en fonction de la quantité de travail entrepris par l'Office. Il serait possible de revoir régulièrement le coefficient pour déterminer s'il est encore adéquat, et de le changer au besoin. Cela règlerait la question de presque la moitié des frais non liés à des demandes. Cette solution sera peut-être acceptable pour tout le monde, y compris les consommateurs, et le fardeau ne serait pas transféré entre les secteurs. Certains participants de l'industrie ont également indiqué que le transfert du fardeau total aux LIT ne sera peut-être pas vu d'un bon œil par l'organisme de réglementation provincial, bien que cette méthode puisse fonctionner pendant une période de transition. Il n'est pas certain que tous les organismes de réglementation provinciaux vont approuver le transfert aux consommateurs des coûts relatifs aux LIT. Hydro One Networks a fait remarquer que ces organismes pourraient demander aux LIT de compenser les coûts d'une façon ou d'une autre.

Ontario Power Generation se demandait s'il serait facile de changer le coefficient au besoin. Le personnel de l'Office a indiqué qu'il serait possible de rédiger le règlement de façon à permettre une certaine souplesse. Hydro-Québec TransÉnergie a appuyé en principe l'utilisation de critères dans le règlement, pour que les chiffres puissent être rajustés au besoin. La Commission de l'énergie de l'Ontario a fait remarquer qu'elle dispose d'un nouveau modèle de recouvrement des frais et d'un règlement très simple d'une seule page qui donne un important pouvoir discrétionnaire. Le personnel de l'Office a signalé que le règlement actuel offre un certain pouvoir discrétionnaire, mais que la Loi sur l'ONÉ requiert la déclaration des frais réels dans le règlement. Les participants de l'industrie ont appuyé les principes suivants relatifs aux frais non liés à des demandes.


Frais non liés à des demandes
Surveillance du marché
Déclarations sur les exportations
Autres frais non répartis
Déterminer les bénéficiaires si possible et pratique, et répartir les coûts en conséquence.
Utiliser un coefficient fondé sur l'estimation faite par l'Office concernant les bénéficiaires.
Établir des redevances annuelles fixes.
Retirer la catégorie « moyenne », conserver la catégorie « faible ».
Répartition des coûts restants :
Par champ d'activité réglementée (installations/exportations).
Auprès des transporteurs (les organismes de réglementation provinciaux établiront les tarifs).
Utiliser un coefficient fondé sur l'estimation faite par l'Office concernant les bénéficiaires.

Hydro-Québec TransÉnergie a fait remarquer que la définition de bénéficiaires et d'avantages est très importante, et que les « avantages » se rapportent directement aux raisons pour lesquelles l'Office entreprend une activité en particulier. Pourquoi l'Office surveille-t-il le marché? Est-ce vraiment pour déterminer si le marché canadien fonctionne? L'Office a en fait le mandat d'entreprendre ces activités. Il s'agit d'un coût d'exploitation à la faveur des entreprises qui doivent être réglementées par l'Office. Coral Energy estimait que la population canadienne était le véritable bénéficiaire.

Hydro One Networks pensait que les évaluations du marché servent à aider l'Office à prendre des décisions concernant les permis d'exportation, et que c'est la façon dont les coûts devraient être répartis. D'autres estimaient qu'il n'était pas possible d'associer les coûts à un bénéficiaire direct. Le personnel de l'Office a fait remarquer que ces frais non liés à des demandes doivent

être recouvrés d'une façon ou d'une autre, peu importe qu'ils soient considérés comme directs ou non.

Critères

Le personnel de l'Office a proposé les critères suivants en vue de créer la solution la plus efficace possible, et a demandé à l'industrie de formuler des commentaires.

- Conformité aux exigences législatives et autres
- Simplicité d'application
- Équité
- Prévisibilité/constance des frais recouvrés

Hydro One Networks a indiqué qu'il devrait être possible de changer la législation. Le personnel de l'Office a fait remarquer que cette solution n'était pas convenable pour le moment, mais qu'elle pourrait l'être à long terme. Tous s'entendent pour dire que la prévisibilité et la constance des frais recouvrés étaient des éléments positifs et que la moyenne mobile calculée sur quatre ans constituait un mécanisme acceptable.

Le personnel de l'Office a demandé s'il y avait d'autres critères qui devraient être étudiés, tels que la souplesse. Hydro One Networks a fait remarquer que l'équité était un critère important et que la souplesse permettait d'atteindre l'équité.

Le personnel de l'Office a soulevé la question de la transparence des paramètres utilisés, tels que les chiffres se rapportant à la capacité de transport. Les chiffres devraient provenir de quelle autorité? Les données provenant du conseil sur la fiabilité seraient-elles acceptables? L'industrie accepterait-elle les chiffres d'un service public d'une autre province, ou les chiffres appuyés par l'organisme de réglementation provincial? Powerex a fait remarquer que le NERC offre une vue d'ensemble plus vaste de la situation et qu'il n'y aura aucune modification de la puissance nominale des voies de transport.

Les participants de l'industrie ont indiqué que l'origine des coûts est elle aussi un critère et qu'il ne devrait y avoir aucun interfinancement entre les groupes.

Lorsqu'on a questionné les participants de l'industrie au sujet de la pondération des critères, Hydro-Québec Production a indiqué que l'équité devrait être le principal facteur. La Corporation de transport Énergie NB a mentionné que l'origine des coûts devrait être le principal facteur, bien qu'il soit possible de le lier au concept d'équité. L'entreprise Powerex était elle aussi d'accord sur l'importance relative de l'origine des coûts, tandis que Brascan appuyait l'équité comme principal facteur, ainsi que la capacité de s'adapter aux conditions du marché futur. L'adaptabilité a été appuyée comme critère supplémentaire.

Hydro One Networks a déterminé que l'équité était le critère le plus important et a signalé également le besoin d'assurer l'impartialité et la transparence du processus.

Powerex a attesté le besoin de simplicité. La solution adoptée ne devrait pas être trop compliquée ni nécessiter des coûts supplémentaires importants pour permettre la réalisation du processus. Cela aidera à rendre la solution plus prévisible/constante.

Powerex voulait des éclaircissements concernant la notion de prévisibilité/constance, qu'il s'agisse d'éléments de mesure, tels que la capacité installée, ou des coûts exigés auprès de chaque secteur. Hydro-Québec Production a indiqué qu'il ne pouvait y avoir de lien avec les coûts, puisqu'il était impossible d'éviter les frais associés à la demande Sumas 2. L'entreprise a appuyé le principe selon lequel les éléments de mesure devraient être prévisibles. Hydro-Québec TransÉnergie a proposé d'éviter le transfert de coûts. Manitoba Hydro a indiqué que puisqu'il fallait un processus de deux ans pour confirmer les coûts, il y aurait un préavis nettement à l'avance et les coûts seraient alors prévisibles. Cependant, si les coûts étaient transférés entre les groupes, plus le transfert serait effectué rapidement, plus le processus serait équitable.

Conclusions et prochaines étapes

Un rapport sommaire de l'atelier sera distribué aux participants de l'industrie, aux fins de révision pour en assurer l'exactitude. Les participants souhaitaient avoir deux semaines pour présenter leurs commentaires. Il faut déposer officiellement un document auprès du secrétaire de l'Office, Michel Mantha. Les participants ont manifesté leur intérêt à l'égard de la progression rapide du processus, et ont indiqué être en mesure de fournir leurs commentaires dans les deux semaines suivant la date de diffusion du rapport sommaire.

Le personnel de l'Office a indiqué qu'il était tenu, dans le cadre du processus de modification des règlements, de réaliser une étude pour évaluer les répercussions des changements proposés sur l'économie, la société, l'environnement et la santé au Canada. Il a demandé aux participants de l'industrie (individuellement ou en tant que groupe) de présenter leurs points de vue sur toute répercussion potentielle causée par ces changements, en plus de leur position et de leur justification concernant toute option dont il a été question durant l'atelier. Il faut envoyer officiellement un document écrit au secrétaire de l'Office, Michel Mantha.

Entre-temps, l'Office élaborera la version provisoire d'un concept de méthode de recouvrement des frais et le diffusera aux fins d'examen à l'automne 2005. Il a demandé aux participants de l'industrie leur préférence quant au mode de présentation des commentaires, et l'industrie a répondu qu'une autre réunion de groupe et une occasion de fournir une rétroaction par écrit seraient adéquates.

Les participants ont réitéré le besoin d'agir de façon opportune et de faire progresser le processus aussi rapidement que possible. Le personnel de l'Office a indiqué que l'embauche d'un conseiller pour rédiger le règlement, et sa participation à l'atelier, aideront à faciliter le processus.

Annexe I Options proposées pour le recouvrement des frais dans le secteur de l'électricité

Définitions :

Option : moyens ou mécanismes employés pour obtenir les résultats finals souhaités.

Concept : Un ou plusieurs mécanismes combinés, y compris des détails tels que les formules employées pour déterminer comment ces mécanismes seront utilisés.

Options proposées pour la modification du *Règlement sur le recouvrement des frais* dans le secteur de l'électricité

Redevances pour les demandes concernant de nouvelles lignes internationales de transport d'électricité (LIT) / frais à payer par les nouveaux venus dans l'industrie :

- Payer les coûts réels estimatifs de chaque audience (calculés en fonction du nombre d'heures-personnel).
- Payer une redevance fixe pour les demandes de catégorie 1, 2 et 3 (la catégorie dépendrait de la longueur ou de la complexité de l'audience et serait déterminée à la fin de l'audience de concert avec le demandeur).
- Frais à payer par les nouveaux venus dans l'industrie : sorte de frais de demande. La redevance pourrait être fondée sur l'un des paramètres possibles suivants :
  - type d'installation (p. ex., courant monophasé ou triphasé)
  - tension
  - capacité sur la plaque indicatrice de la ligne
  - coût d'immobilisation associé à la construction de la ligne.

Redevance liée aux demandes d'autorisation d'exportation

- Redevance fixe par demande de permis d'exportation.

Frais non liés à des demandes (tous les autres frais)

- Les transporteurs paient ces frais en fonction de la capacité installée.
- Les frais à payer sont basés sur le volume des exportations, ou sur le volume combiné des exportations et des importations (l'utilisation totale de ligne).
- Les frais à payer par les transporteurs d'électricité sont fondés sur la puissance nominale de la LIT en mégawatts ou mégawattheures.
- Le coût des services de l'ONÉ (déclaration mensuelle sur les exportations, surveillance du marché, etc.) serait assumé par les entités qui en retirent des avantages.
- Simple ratio de répartition (un pourcentage pour les transporteurs et un pourcentage pour les exportateurs).
- Augmenter les frais annuels exigés des exportateurs d'électricité de faible et moyenne importance.

Annexe II Critères proposés pour l'évaluation des options liées au recouvrement des frais

Critère	Description
Conformité aux exigences législatives et autres	Collecte des frais recouvrables en conformité avec la législation pertinente : paragraphe 24.1(1) de la *Loi sur l'Office national de l'énergie*, *Loi sur la gestion des finances publiques*, *Loi sur les frais d'utilisation* et règlements d'application, politique du gouvernement du Canada sur les normes de service applicables aux frais d'utilisation externes, en date du 29 novembre 2004.
Simplicité d'application	La formule devrait être relativement facile à appliquer et à utiliser, tant pour l'ONÉ que pour l'industrie.
Équité	Il faut concilier les intérêts des diverses parties prenantes.
Prévisibilité/Constance des frais recouvrés	Montant prévisible de recettes pour couvrir les dépenses annuelles de l'Office et possibilité pour les sociétés de prédire avec un degré raisonnable d'exactitude le montant des factures à payer dans une année donnée au chapitre du recouvrement des frais (éviter les grandes variations dans les recettes annuelles liées au recouvrement des frais et éviter d'imposer un fardeau administratif excessif).
Causalité des coûts	Ceci repose sur le principe de l'« utilisateur payeur ». Dans la mesure du possible, les coûts devraient être imputés aux parties qui les ont causés.

Définition de critère : Norme ou règle pouvant servir de base à un jugement ou une décision.

Annexe III Liste des participants à l'atelier

Société ou organisme	Participant(e)	Titre
Association canadienne de l'électricité	Dan Goldberger	Conseiller principal, Questions financières et fiscales
Association canadienne de l'électricité	Francis Bradley	Vice–président
Association canadienne de l'électricité	Gordon Aitchison-Drake	
Brascan Energy Marketing Power Corporation	Daniel St-Onge	Directeur, Commercialisation
Brascan Energy Marketing Power Corporation	Peter Bettle	Gestionnaire, Marchés
Chymko Consulting Ltd	Nigel Chymko	Président (Consultant)
Chymko Consulting Ltd	Clyde Carr	Gestionnaire principal de projet (Consultant)
Commission de l'énergie de l'Ontario	Catherine Barker-Hoyes	Directrice générale des services commerciaux
Commission de l'énergie de l'Ontario	Laura Cooney	Contrôleuse
Commission de l'énergie de l'Ontario	Melanie Sangster	Gestionnaire, Services commerciaux et planification
Coral Energy Canada Inc.	Paul Kerr	Gestionnaire, Marchés
Corp. de transport Énergie NB	Wayne Snowdon	Vice-président, Transport
Corp. de transport Énergie NB	Chantal St Pierre	Gestionnaire, Questions réglementaires et environnementales
Hydro-Manitoba	K.J. (Kelly) Hunter	Agent de l'accès du marché
Hydro One Networks	Mark Graham	Directeur, Approvisionnement et interconnexions
Hydro-Québec Production	Erik Bellavance	Conseiller principal
Hydro-Québec TransÉnergie	F. Jean Morel	Directeur, Aff. jur. TransÉnergie
Hydro-Québec TransÉnergie	Yves Dallaire	Chargé de projet, Développement des affaires
NorthPoint Energy	Pat Hall	Chef des services financiers
Office national de l'énergie	Valerie Katarey	Chef de secteur, Services généraux
Office national de l'énergie	Chantal Robert	Gestionnaire de projet
Office national de l'énergie	Chantal Briand	Gestionnaire adjointe de projet
Office national de l'énergie	Tim Kucey	Analyste du marché, Électricité
Office national de l'énergie	Bob Modray	Spécialiste technique
Office national de l'énergie	Dan Philips	Chef d'équipe, Finances
Office national de l'énergie	Karla Reesor	Animatrice
Office national de l'énergie	Alex Ross	Avocat

Société ou organisme	Participant(e)	Titre
Ontario Power Generation Inc.	Barry A. Green	Directeur, Marchés et recherche
Powerex Corp.	Mike MacDougall	Gestionnaire, Politique commerciale
Régie de l'énergie du Québec	Monique Rouleau	Conseillère en réglementation économique
Sari Shernofsky Corporate Communication	Sari Shernofsky	Consultant
Société de transmission électrique de Cedars Rapids Ltée	Stéphane Verret	Directeur général
Société indépendante d'exploitation du réseau d'électricité	Kim Warren	Gestionnaire, Questions réglementaires
	Patrick Orr	Avocat (Consultant)